

LE POMPAGE SOLAIRE

Appliqué aux Adductions d'Eau Potable en milieu rural



MANUEL DE FORMATION

Pour les cadres techniques du secteur public et privé



Introduction

La rédaction de ce manuel de formation s'inscrit dans la dynamique d'appui et de soutien à la professionnalisation des cadres du Ministère de l'Hydraulique et de l'Assainissement (MHA) de ses services déconcentrés directement concernés et du secteur par l'installation des systèmes de pompage solaire.

Sans être exhaustif, les cadres trouveront dans ce manuel un point sur la conception et le dimensionnement, l'exploitation et la maintenance, l'analyse et la gestion financière de systèmes d'approvisionnement en eau potable équipés de pompage solaire.

C'est un support pédagogique complémentaire à une session de formation pratique et professionnelle à l'issue de laquelle les apprenants acquerront les connaissances techniques permettant d'assurer la bonne exécution de leur rôle d'assistance conseil, d'assurance qualité pour la préparation des Dossiers d'Appel d'offre, pour la supervision et le contrôle des réalisations sur le terrain, et pour le suivi des marchés de fourniture.

Ce manuel s'adresse également aux enseignants et aux formateurs des centres de formation professionnels et techniques. Les formateurs trouveront le contenu technique nécessaire à la mise en œuvre d'une formation professionnelle des cadres techniques du secteur institutionnel et privé.

Le matériel pédagogique et didactique associé au manuel est présenté dans un livret séparé, illustrant le contenu théorique par des cas pratiques.

Le contenu a été élaboré à partir d'une revue documentaire et à partir des expériences recensées et conduites en Mauritanie, au Bénin et au Mali. Les références bibliographiques sont citées à la fin du manuel.

Lecteurs ciblés

Ce manuel de formation est destiné aux cadres techniques du secteur public et privé ayant une expérience pratique dans la profession. Il peut également servir de guide pour des sessions de formation et d'ouvrage de référence pour les gestionnaires, les collectivités, les ONG et les entreprises (exploitants d'eau). Toutefois le contenu de la formation doit être adapté au différents rôles et tâches de ces acteurs.

Clause de non responsabilité

Une première version du manuel a été produite grâce au soutien financier du Royaume des Pays Bas dans le cadre du Programme Pluriannuel Eau et Assainissement deuxième phase (PPEA-II) au Bénin. Cette deuxième version contextualisée au cas Mauritanien a été rendue possible grâce au soutien financier de l'UNICEF.

Bien que toutes les précautions aient été prises pour s'assurer de l'exactitude des renseignements fournis dans ce manuel, ni l'éditeur ni l'auteur, ni le commanditaire ne peuvent être tenue responsable des éventuels dommages occasionnés par l'application des méthodes décrites. Toute responsabilité à cet égard est définitivement exclue.

Préface

Le rayonnement solaire est une ressource pérenne d'énergie, disponible partout sur la planète, gratuite et entièrement renouvelable. Les systèmes photovoltaïques ne nécessitent aucun apport extérieur de combustible. Ils reçoivent et convertissent automatiquement le rayonnement solaire en électricité, et ils ne contiennent aucune pièce mobile, donc ne requièrent pratiquement pas d'entretien. Par conséquent, les coûts récurrents d'opération et de maintenance sont relativement faibles.

Néanmoins, les coûts d'investissement initiaux de systèmes solaires sont relativement élevés et, jusqu'à tout récemment, constituaient un obstacle pour leur application à grande échelle. Grâce à la baisse continue des prix des panneaux solaires cette alternative est devenue de plus en plus intéressante, spécifiquement en milieu rural où l'électrification est faible.

Les systèmes solaires de pompage ne sont pas applicables dans toutes les situations. La conception, l'installation et la gestion dépendent des caractéristiques des systèmes et des conditions du milieu. Ils permettent de réduire les coûts de production d'eau et la dépendance énergétique de la Mauritanie.

Le développement de cette source d'énergie renouvelable pour les adductions d'eau potable (AEP) en milieu rural implique un renforcement des capacités de tous les acteurs de la chaîne (cadres institutionnels, gestionnaires, exploitants, bureaux d'études) pour une meilleure appropriation des techniques, des normes, des matériaux et des équipements.

Ce manuel est un support pédagogique à une session de formation pratique et professionnelle destinée à renforcer et partager les connaissances de base sur le pompage solaire pour les adductions d'eau potable en zone rurale en Mauritanie.

L'accent est mis sur les AEP alimentés par des forages car les plus répandus en Mauritanie. Les connaissances générales sur le dimensionnement, le fonctionnement et la gestion des AEP sont supposées être connues par les techniciens et les participants à la formation. Le manuel traite principalement des conséquences du choix de l'énergie solaire comme source d'énergie pour la conception et la gestion d'AEP. Néanmoins, les auteurs ont choisi d'inclure dans le manuel les connaissances indispensables à une bonne compréhension des thématiques traitées.

Sommaire

Module 1 : Présentation des bases théoriques sur électricité pour comprendre le fonctionnement des systèmes électriques solaires : tension, résistance, pertes d'énergie électrique, différence entre courant continu et courant alternatif.

Module 2 : Introduction du soleil comme source d'énergie pour maximiser son utilisation et mieux connaître ses caractéristiques.

Module 3 : Explication des caractéristiques de la cellule et du panneau solaire, ainsi que les effets de l'ensoleillement et de la température. Une attention particulière est portée sur la procédure et le lieu d'installation d'un réseau solaire dans un système de pompage, et les précautions à prendre contre le vol et le vandalisme. Les effets d'ombre, les pertes électriques et l'efficacité électrique sont également traités dans ce module.

Module 4 : Description de la méthode et des paramètres pour l'évaluation des besoins en eau d'un village, suivi des paramètres de calcul utilisés pour la détermination de la production d'eau.

Module 5 : Utilisation des eaux souterraines captées par un forage pour l'alimentation des AEP : le captage, la construction et les exigences de qualité.

Module 6 : Calcul de la charge hydraulique et du choix de la pompe pour le système retenu.

Module 7 : Calcul du dimensionnement d'une installation solaire et de ses caractéristiques pour la préparation d'une commande d'un système de pompage solaire.

Module 8 : Dimensionnement du volume de stockage et les conséquences du choix de l'horizon du projet, et son incidence économique sur la conception des systèmes.

Modules 9 : Illustration des problèmes les plus souvent rencontrés dans la conception d'un système solaire et la démarche à suivre pour trouver des solutions adaptées.

Module 10 : Elaboration d'un bilan financier pour équilibrer les recettes et les coûts de production de l'eau. La viabilité financière est atteinte lorsque le revenu est suffisant pour payer toutes les dépenses d'exploitation, entretenir et renouveler le système de production.

Table de Matières

Introduction	iii
Préface	iv
Sommaire	v
Table de Matières	vi
<i>Liste des figures</i>	<i>viii</i>
Module 1 Introduction aux lois de l'électricité	1
1.1 Introduction	1
1.2 Lois d'électricité et unités	1
1.3 Unité de contrôle dans un système de pompage solaire	3
Module 2 Le soleil source d'énergie	5
2.1 Introduction	5
2.2 Longueur d'onde et couleur	5
2.3 Rayonnement solaire et ensoleillement	6
2.4 Les conditions climatiques	9
2.5 Le mois critique	10
Module 3 : Le réseau solaire source d'énergie	12
3.1 Introduction	12
3.2 Le panneau solaire	12
3.3 Les réseaux solaires	13
3.4 Diagramme courant-tension	15
3.5 Diagramme Puissance/Tension	16
3.6 L'effet de l'ensoleillement	16
3.7 Effet de la température	17
3.8 La position optimale et l'emplacement d'un panneau solaire.	18
3.9 Emplacement des panneaux	21
3.10 L'ennemi du panneau solaire : l'ombre.	24
3.11 Efficacité et pertes électriques	24
3.12 Optimisation du rendement électrique	26
Module 4 Evaluation des besoins en eau	27
4.1 Introduction	27
4.2 Calcul des besoins en eau	27
4.3 Calcul des impératifs de production	29
4.4 Collecte de données	30
Module 5 Le forage	31
5.1 Introduction	31
5.2 Le captage des eaux souterraines	31
5.3 Les techniques de forage	31
5.4 Implantation du forage	33
5.5 Coupe de forage	33
5.6 Installation et réalisation du forage	34
5.7 Caractéristiques du forage	36
5.7.2 Rabattement de la nappe au débit maximal	36
5.8 Aspects financiers	36
Module 6 Charge hydraulique et choix du type de pompe	37
6.1 Introduction	37
6.2 Calcul de la Hauteur Manométrique Totale	37
6.3 Types de pompes	38
6.4 Diamètre des forages et capacité des pompes	42
6.5 Diamètre de forage et efficacité de la pompe	42
6.6 Entretien de la pompe et durée de vie	43
6.7 Choix de la pompe	43
Module 7 Dimensionnement d'une installation solaire	44
7.1 Introduction	44
7.2 Calcul de la puissance requise pour une installation solaire	44

7.3 Conception du réseau photovoltaïque	46
Module 8 La capacité de stockage	49
8.1 Introduction	49
8.2 Taille du réservoir	49
8.3 Effet de l'horizon de projet	50
8.4 Fluctuations de l'ensoleillement	51
8.5 Calcul de la capacité du réservoir de stockage	53
8.6 Hauteur du réservoir de stockage	53
8.7 Structure tarifaire	53
Module 9 La conception	54
9.1 Introduction	54
9.2 Le choix entre le système solaire et le raccordement au réseau	54
9.3 Que faire si la capacité du forage est insuffisante ?	54
9.4 Différentes alternatives pour les sources d'eau	56
9.5 Différents panneaux solaires peuvent-ils être combinés ?	56
9.7 Est-il possible de remplacer une vieille pompe par une plus grande, avec des panneaux solaires supplémentaires ?	57
9.7 Surdimensionnement	58
Module 10 Analyse financière, gestion et planification	61
10.1 Introduction	61
10.2 Les différents coûts	61
10.3 Modélisation et analyse des coûts	62
10.4 Analyse des flux financiers	64

Liste des figures

Figure 1. Deux exemples de MPPT	4
Figure 2. Le spectre du soleil	5
Figure 3. Le rayonnement solaire.....	6
Figure 4. Angle de zénith et "Air Mass" (AM)	7
Figure 5. Courbe idéale d'ensoleillement	8
Figure 6. Conversion de l'ensoleillement en heures de pointe d'ensoleillement	8
Figure 7. Ensoleillement quotidien moyen sur une surface horizontale chaque mois	9
Figure 8. Ensoleillement station de Nouakchott, Nouadhibou et Sélibabi	10
Figure 9. Consommation d'eau et ensoleillement à Onigbolo, Bénin.....	11
Figure 10. Cellule photovoltaïque	12
Figure 11. Différents types de cellules	12
Figure 12. Composition d'un réseau solaire	14
Figure 13. Connexion en série et en parallèle	14
Figure 14 Diagramme Tension - Courant	15
Figure 15. Relation entre ensoleillement et la sortie photovoltaïque	16
Figure 16. Relation Température-Puissance	17
Figure 17. Angle d'inclinaison d'un panneau photovoltaïque.....	18
Figure 18. Effet de l'angle d'inclinaison.....	19
Figure 19. Suivi Est-Ouest.....	20
Figure 20. Suivi Nord-Sud	20
Figure 21. Réglage manuel de la position d'inclinaison	20
Figure 22. Panneaux sur le château d'eau	21
Figure 23. Champ de panneaux solaires clôturé.....	21
Figure 24. Schéma type d'un poste d'eau solaire en Mauritanie	21
Figure 25. Boîtiers de contrôle installés sous le panneau	23
Figure 26. Boîtiers de contrôle protégés et verrouillés.....	23
Figure 27. Résumé des pertes électriques	25
Figure 28. Tableau de durée de vie des éléments d'un système	27
Figure 29. Tableau des valeurs du coefficient multiplicateur pour différents horizons et accroissements	28
Figure 30. Atelier de forage mécanique.....	32
Figure 31. Forage manuel	32
Figure 32. Carte de faisabilité forage manuel	33
Figure 33. Crépine PVC.....	34
Figure 34. Exemple de tête de forage	35
Figure 35. Charges hydrauliques	37
Figure 36. Schéma de la pompe centrifuge à étage unique	39
Figure 38. Pompe centrifuge à plusieurs étages	39
Figure 38. Ensoleillement sur un plan horizontal.....	40
Figure 39. Production journalière d'une pompe solaire centrifuge	40
Figure 40. Pompe à vis hélicoïdale excentrée	41
Figure 41. Courbes journalières de production, consommation et stockage de l'eau.....	49
Figure 42. Pourcentage de la consommation quotidienne stockée, horizon 20 ans	50
Figure 43. Fluctuations d'ensoleillement à Nouakchott	51
Figure 44. Coûts de construction d'un réservoir (Août 2014).....	52
Figure 45. Courbes journalières de production, consommation et stockage d'eau avec un groupe diesel	52
Figure 46. Consommation hypothétique avec les hypothèses précédentes	59
Figure 47. Comparaison des coûts de production de l'eau pour des AEP alimentés par solaire, réseau électrique ou générateur diesel	63
Figure 48. Exemple de flux financiers	64

Module 1 Introduction aux lois de l'électricité

1.1 Introduction

Ce module présente les bases théoriques d'électricité nécessaires à la compréhension du fonctionnement des systèmes électriques solaires : tension, résistance, pertes d'énergie électrique, différence entre courant continu et courant alternatif.

1.2 Lois d'électricité et unités

1.2.1 La Tension

L'électricité étant invisible, nous allons expliquer la notion de tension (U) en comparant l'eau et l'électricité. La tension peut alors être comparée à la pression de l'eau. La pression de l'eau est une mesure de la force qui pousse l'eau à travers un tuyau. La "Pression électrique" est la tension : force qui pousse l'électricité à travers un fil. L'unité de pression électrique est la même partout et se mesure en volts (V). Une faible pression électrique de 1,5 V est la tension fournie par une pile utilisée par une torche électrique ou pour une radio. Une moyenne tension de 120 V à 240 V est utilisée pour l'alimentation électrique domestique. Des hautes tensions de plus de 1.000 V sont nécessaires pour acheminer l'électricité sur de longues distances, ou pour fournir une puissance très élevée.

Dans les lois de l'électricité, la tension est représentée par la lettre V, et l'unité est le Volt. Par exemple : $U = 24 \text{ V}$ signifie que la tension est de 24 volts.

1.2.2. Le courant

L'électricité se déplace à travers un fil électrique de la même manière que l'eau dans un tuyau : le courant électrique peut être ainsi comparé à un flux d'eau.

L'électricité se déplaçant à travers un fil est appelée courant électrique. Elle est mesurée en ampères (A). Un Ampère est la charge électrique de 1 Coulomb qui circule dans un fil en un temps de 1 seconde. Autrement un ampère est un débit d'un coulomb par seconde. Alors que le débit d'eau est constitué de molécules d'eau, le courant électrique est constitué d'électrons.

Dans les lois de l'électricité, le courant est souvent noté I (Intensité). L'unité est l'Ampère, notée par la lettre A. Par exemple : $I = 5 \text{ A}$ signifie que le courant est de 5 ampères.

1.2.3 Résistance, Pertes et Efficacité électrique

Tout comme l'eau s'écoule dans les tuyaux, l'électricité circule à travers les fils. Plus le diamètre de la conduite est grand, plus il faut d'énergie pour pousser l'eau à travers le tuyau. De même, plus le tuyau est long plus l'énergie fournie doit être grande. Il existe également une force qui s'oppose à l'écoulement de l'eau. Cette force est appelée la résistance (R). Plus le débit est grand, plus grande sera la résistance. Il en est de même avec l'électricité : plus le fil électrique est mince, plus la résistance est élevée et, plus le coût du transport de l'énergie au travers du fil est élevé.

L'unité de la résistance électrique est l'Ohm, et son symbole est Ω . Dans les lois de l'électricité, la résistance est notée R. Par exemple : $R = 5 \Omega$ signifie que la résistance est de 5 Ohm.

Le fil électrique est en métal, entouré d'une gaine isolante en plastique. Par ailleurs, le type de métal est important, car certains métaux transportent les électrons plus facilement que d'autres métaux. Le

cuivre est utilisé pour la plupart des fils car il a une faible résistance et transporte donc facilement les électrons.

Pour une tension donnée, si la résistance est élevée, le courant sera faible. C'est une relation linéaire, exprimée par l'équation $V = I \times R$, communément appelée la loi d'Ohm.

Non seulement les fils, mais toutes les applications électriques ont une résistance. Sans cette résistance, ils ne fonctionneraient pas. Par exemple, une ampoule électrique est composée d'un filament, qui s'échauffe et s'allume. Le filament brille car il a une résistance au courant. Cependant, une ampoule n'est pas très efficace dans l'utilisation de l'énergie : seule une petite proportion de l'électricité est convertie en lumière, le reste étant transformé en chaleur. En comparaison, les lampes LED sont beaucoup plus efficaces.

La partie de l'électricité non utilisée pour le but recherché est appelée perte d'énergie électrique. La résistance du fil provoque une perte d'énergie. De même, la « mauvaise » efficacité d'une ampoule provoque également une perte d'énergie. Les appareils électroniques comme les onduleurs et les régulateurs MPPT que nous allons présenter plus tard ont aussi leur perte d'énergie. Les moteurs électriques des pompes ont également des pertes électriques : ils ne convertissent pas toute la puissance électrique en puissance mécanique qui entraîne la pompe.

Dans la conception de systèmes solaires, il est important de calculer les pertes électriques dans le système car il faut installer suffisamment des panneaux solaires pour compenser les pertes. Il en va de même pour les pertes hydrauliques !

1.2.4 La Puissance Électrique

La Puissance représente la capacité à « faire le travail ». Si l'électricité est sous haute tension (pression), ou qu'un grand flux d'électricité circule (courant), nous dirons qu'il y a plus de puissance. Avec une tension donnée, (avec un certain niveau de résistance) un certain courant se produit. La puissance augmente soit lorsque la tension augmente ou lorsque le courant augmente. Le symbole utilisé pour l'alimentation électrique est souvent désigné par la lettre P, alors que l'unité est le Watt (W). 1 W est la puissance produite par un courant de 1 Ampère (A) entraîné par une tension électrique de 1 volt. La puissance électrique produite est exprimée par l'équation $P = V \times I$.

Par exemple : $P = 80 \text{ W}$ signifie que la puissance électrique est de 80 Watts. Si un système photovoltaïque de tension 24 V produit une lumière utilisant 2 A, la puissance utilisée est de $24 \text{ V} \times 2 \text{ A} = 48 \text{ W}$. 1000 Watt correspond à 1 kW.

1.2.5 Energie électrique

L'énergie produite dépend de la puissance utilisée et de la durée du temps de la mise sous tension. En multipliant la puissance par le temps, on obtient la quantité d'énergie. Comme la mesure électrique de puissance est le Watt, l'énergie est mesurée en watts x heures ou Wattheures (Wh) ou par un multiple comme le kWh (= 1000 Wh = 1000 W pendant une heure).

1.2.6 Le courant continu CC et le courant alternatif AC

L'électricité dont nous avons parlée jusqu'à présent peut être considérée comme provenant directement d'une source (comme un panneau solaire) par des fils au point d'utilisation (comme une pompe à eau). Ce type d'énergie électrique est appelé courant continu (CC). Les panneaux solaires, ainsi que les batteries produisent toujours de l'électricité en courant continu CC.

Cependant, l'énergie électrique fournie par les générateurs rotatifs (à entraînement par un moteur) est un courant alternatif (AC).

Ce type d'alimentation électrique circule dans un sens pendant un temps très court, puis s'inverse pour circuler dans l'autre sens pendant un temps aussi court avant de s'inverser à nouveau. Il agit comme d'une vibration constante, ou mieux comme une vague. L'électricité alterne constamment la direction de son flux électrique.

La répétition avant et en arrière de la direction est appelée un cycle et le nombre de cycles qui se produisent en 1 seconde est la fréquence d'AC. La fréquence est mesurée en Hertz (Hz). Les fréquences des centrales électriques ainsi que les fréquences du réseau électriques, sont de 50 Hz ou 60 Hz, ce qui signifie que la direction du flux électrique change 50 ou 60 fois par seconde. Les générateurs produisent généralement un courant alternatif de 50 Hz soit 1500 ou 3000 tours/minute (dépendant de la construction de l'alternateur). Le même générateur produira 60 Hz à une vitesse de 1800 ou 3600 tours/minute. Lorsque cette électricité est reliée à un moteur électrique, il va commencer à tourner à la même vitesse.

L'avantage du courant alternatif est qu'il permet une manipulation plus aisée : réglage de l'électricité aux caractéristiques désirées. Par exemple, on peut régler la fréquence (= vitesse de la pompe) et la tension (transformateur) dans le circuit. Les moteurs à courant alternatif sont plus simples que les moteurs à courant continu et le courant alternatif est plus facile à transporter.

A retenir

Les sources fixes d'électricité (batteries, panneaux solaires, etc.) produisent du courant continu CC et les moteurs rotatifs comme les générateurs produisent le courant alternatif AC. Avec les progrès considérables de ces dernières années sur l'électronique, il est maintenant possible de convertir le CC en AC, dans un sens comme dans l'autre, sans trop de pertes d'énergie et à des coûts raisonnables.

1.3 Unité de contrôle dans un système de pompage solaire

1.3.1 Unité de contrôle de la pompe

L'unité de contrôle de la pompe est un composant spécifique qui peut varier considérablement selon les fabricants. Le but de l'unité de contrôle de la pompe est de réguler le flux du courant continu provenant des panneaux et de le transformer en courant alternatif avec une tension et fréquence selon les besoins de la pompe. Ici on parle seulement des pompes avec un moteur à courant alternatif, fonctionnant au fil de soleil (sans batterie). L'unité de commande contient normalement les composantes suivantes :

- MPPT
- Onduleur
- Boîtier de commande

Certains types de pompes (par exemple les petites pompes SQFlex de Grundfos) ont l'unité de contrôle intégrée dans la partie immergée du moteur électrique, située dans le forage : moins sensibles à la surchauffe. D'autres fournisseurs de pompes (plus grands modèles) proposent une unité de contrôle séparée.

1.3.2 MPPT

Le MPPT sert à optimiser le fonctionnement des panneaux solaires pour assurer qu'ils donnent le maximum d'énergie à des conditions variables d'ensoleillement (voir figure 14).

Figure 1. Deux exemples de MPPT

MPPT 30A LCD display**1.3.3. Onduleur**

Le courant continu peut être transformé en courant alternatif au moyen d'un onduleur. Cette conversion ne peut être réalisée sans la perte d'une certaine puissance. Presque toutes les installations solaires qui alimentent une pompe ont un onduleur.

Il existe des onduleurs à fréquence variable et à fréquence fixe. Pour les pompes on utilise surtout les onduleurs à fréquence variables, qui ajustent la fréquence du courant alternatif en fonction de l'ensoleillement disponible. Avec la fréquence on contrôle la vitesse de la pompe et en même temps sa puissance.

Pour l'alimentation d'un réseau électrique à partir d'un générateur solaire on utilise un onduleur à fréquence fixe car les réseaux ont une fréquence fixe (le plus souvent 50 Hz).

1.3.4 Boîtier de commande

Selon les situations il faut pouvoir stopper la pompe pour arrêter immédiatement le pompage :

1. *Le manque d'eau dans le forage.*
Le moteur de la pompe est refroidi par l'eau circulant autour d'elle dans le forage. Si le moteur de la pompe n'est pas immergé dans l'eau il risque de chauffer, et d'être endommagé. Une sonde de manque d'eau placée dans le forage commande l'arrêt de la pompe.
2. *La surchauffe du moteur électrique de la pompe.*
La surchauffe du moteur peut avoir plusieurs origines dont un manque d'eau dans le forage. Mais d'autres raisons peuvent causer une surchauffe du moteur, par exemple un défaut mécanique dans le moteur lui-même. Normalement le moteur est équipé d'un capteur de surchauffe qui envoie un signal au boîtier de commande pour l'arrêt de la pompe.
3. *Le réservoir de stockage d'eau est plein.*
Dans ce cas, une sonde (capteur) placée dans le réservoir de stockage commande l'arrêt de la pompe lorsque le réservoir est plein.
Quelquefois le trop-plein du réservoir est utilisé pour d'autres usages, comme l'irrigation d'un jardin potager ou l'approvisionnement en eau du bétail.
4. *Surtension - surintensité,*
Protection de l'équipement contre une tension ou une intensité trop élevée.
5. *Inversion de polarité*
Protection de l'équipement contre une altération de la polarité (connexion fautive de positif et négatif).

Module 2 Le soleil source d'énergie

2.1 Introduction

Le soleil fournit l'énergie nécessaire pour maintenir la vie sur terre. En une heure, la terre reçoit suffisamment d'énergie du soleil pour répondre à ses besoins énergétiques pendant presque un an.

Directement ou indirectement, presque toute l'énergie utilisée sur la terre vient du soleil. Le pétrole, le gaz et le charbon sont des produits issus des plantes qui ont poussé dans les temps anciens. Ces plantes ont stocké l'énergie du soleil par des processus biologiques ; énergie plus tard convertie en substances carbonée stockée dans le sol. Le problème majeur de ces sources d'énergie est qu'elles sont limitées et elles s'épuisent. Le pétrole et le gaz représentent l'énergie convertie par les plantes pendant des millions d'années, que nous utilisons seulement en quelques centaines d'années. Un autre grand problème de ces sources d'énergie est qu'il faut les faire brûler pour en extraire leur énergie, provoquant l'émission de gaz à effet de serre avec un impact sur le changement climatique.

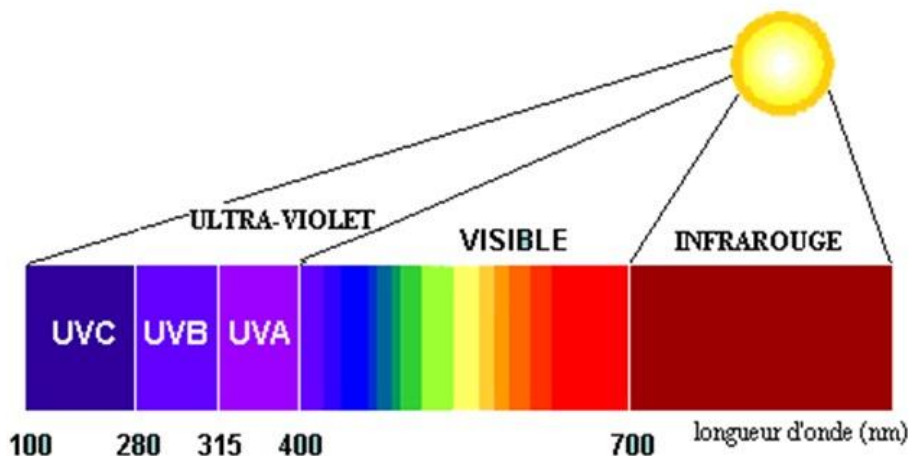
Indirectement, le vent est lui aussi causé par le soleil. Les différences de températures provoquent des zones de basse et de haute pression entraînant des courants aériens.

Le soleil lui est une source infinie d'énergie, libre à nous de la captée ! Mais toute l'énergie du soleil ne peut être captée et transformée pour nos besoins énergétiques. Afin de maximiser l'utilisation de cette source d'énergie, il est utile d'en savoir un peu plus sur le soleil et ses caractéristiques.

2.2 Longueur d'onde et couleur

La lumière du soleil se compose d'ondes de différentes longueurs d'ondes. Seule une partie de l'énergie émise par le soleil sur la terre peut être vue par l'œil humain. Cette partie est appelée le « spectre visible » et il est constitué d'environ 47% de l'énergie émise. Les longueurs d'ondes dans le spectre visible sont 0,4 - 0,8 μm . Aux différentes couleurs correspondent différentes longueurs d'onde. La lumière verte visible a une longueur d'onde d'environ 0,51 μm . L'herbe, par exemple, apparaît en vert parce que toutes les couleurs dans la partie visible du spectre sont absorbées par les feuilles de l'herbe, à l'exception du vert. Le vert est donc réfléchi et l'herbe apparaît en vert. La lumière du soleil est considérée comme de la lumière blanche, car elle est un mélange de toutes les couleurs.

Figure 2. Le spectre du soleil



En dehors de ce spectre visible, le soleil émet également un rayonnement avec une longueur d'onde plus longue, appelée infra-rouge, et une autre avec une longueur d'onde plus courte, appelée ultra-violet. De la chaleur est émise par l'infra-rouge.

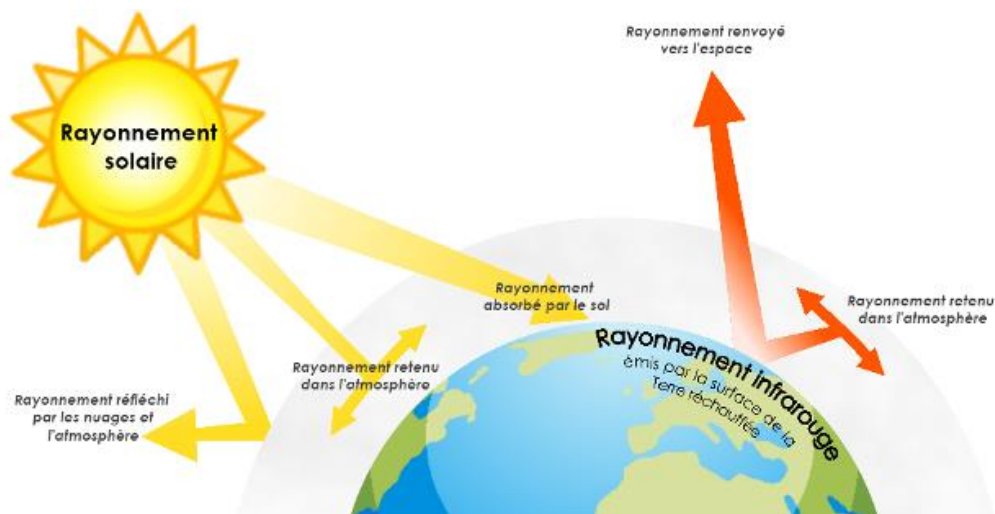
Environ 44% de la lumière du soleil est infrarouge. Les ultra-violets qui représentent environ 7% de la lumière du soleil, en cas d'absorption en grande quantité sont dangereux pour la peau et les yeux. Voilà pourquoi l'usage de lunettes de soleil UV et de lotions solaires est indispensable.

Théoriquement, environ 33% de l'énergie contenue dans la lumière du soleil peut être convertie en électricité par un panneau solaire. Actuellement, le record du monde est de 24% alors que les panneaux les plus courants et les moins chers convertissent seulement 15% en électricité.

2.3 Rayonnement solaire et ensoleillement

Lorsque la lumière du soleil pénètre dans l'atmosphère de la terre, une partie est absorbée, une partie est dispersée, et une partie est réfléchiée dans l'atmosphère par les nuages. Le reste des rayons du soleil ne sont pas affectés par l'atmosphère. La partie des rayonnements absorbée ne peut ne pas atteindre la surface, mais augmente la température des particules dans l'air. La partie dispersée se transforme en rayonnement diffus, et la partie qui y parvient intacte est appelée rayonnement de faisceau direct.

Figure 3. Le rayonnement solaire

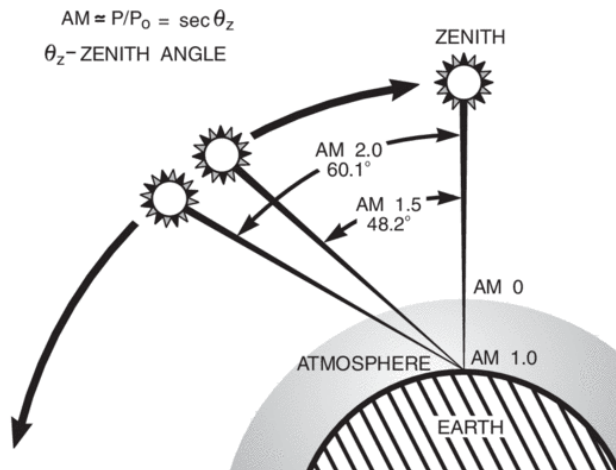


L'intensité du soleil n'est pas constante au cours de la journée, même lorsqu'il n'y a pas de nuages. Dans la matinée, le soleil est bas dans le ciel à l'Est. Il se déplace de façon constante au cours de la journée. À son point le plus élevé, appelé le midi solaire, l'intensité des rayons solaires est également la plus élevée. Si le soleil est directement au-dessus, l'angle zénithal est dit nul. L'après-midi, le soleil se déplace plus loin vers l'Ouest, en abaissant progressivement sa position jusqu'à ce que la nuit tombe.

Les rayons auront à parcourir une distance plus ou moins longue avant d'atteindre la surface de la terre, selon que l'on se trouve plus au Nord ou plus au Sud de l'équateur. Quand le soleil est à son point de zénith la distance à travers l'atmosphère est $AM = 1$ (longueur minimale). Lorsque l'angle est de 60,1 degrés, ce chemin devient deux fois plus long et $AM = 2$. Lorsque ce chemin est long une plus grande partie de la lumière solaire est absorbée et dispersée. Cela réduit la puissance du soleil : le matin et le soir.

Lors du déplacement Sud / Nord, l'angle sous lequel les rayons du soleil frappent la surface devient plus grand. Par conséquent, les rayons de soleil se répandent sur une surface horizontale plus large et réduisent l'effet de réchauffement du soleil sur la surface de terre. Cependant, on peut donner au panneau solaire une position inclinée, pour faire face directement au soleil.

Figure 4. Angle de zénith et "Air Mass" (AM)



Par ailleurs, la position du soleil change au fil des saisons. Le 21 Décembre, le soleil est positionné directement au-dessus du tropique du Capricorne, 23,45 degrés sud de l'équateur. Le 21 Mars et le 21 Septembre, le soleil est positionné directement au-dessus de l'équateur, et le 21 Juin il est au-dessus du tropique du Cancer.

Avec le changement des saisons, la durée du jour d'ensoleillement est plus ou moins longue. Plus vous allez au Nord ou au Sud à l'équateur, plus il est important. En hiver en Suède, la durée lumineuse du jour est très courte. Dès que vous passez le cercle polaire Nord en hiver le soleil disparaît pendant toute la journée, mais l'été, il est présent durant toute la journée. En Mauritanie par sa situation géographique, le nombre d'heures de soleil par jour est presque constant pendant toute l'année.

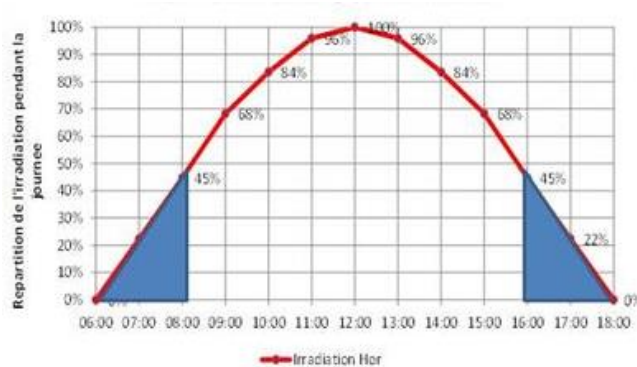
Nouakchott est situé à 18,4 degrés au nord de l'équateur. En Décembre, la position du soleil à midi, heure solaire, est de 42 degrés au Sud, tandis que le 21 Juin, la position du soleil est de 5 degrés de latitude Nord. Comme nous le verrons dans le module 3, l'angle du faisceau de soleil influe sur la quantité de rayonnement captée par le panneau solaire.

L'ensoleillement est la mesure de l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan de travail (horizontal) à un moment donné. En d'autres termes, il exprime la quantité d'énergie solaire mesurée en watts par m². En entrant dans l'atmosphère, le niveau d'ensoleillement est d'environ 1 367 W / m². Après avoir franchie l'atmosphère, au niveau de la mer, il n'est plus que d'environ 1000 W / m², ou 1 kW / m². L'ensoleillement est souvent indiqué par le symbole G.

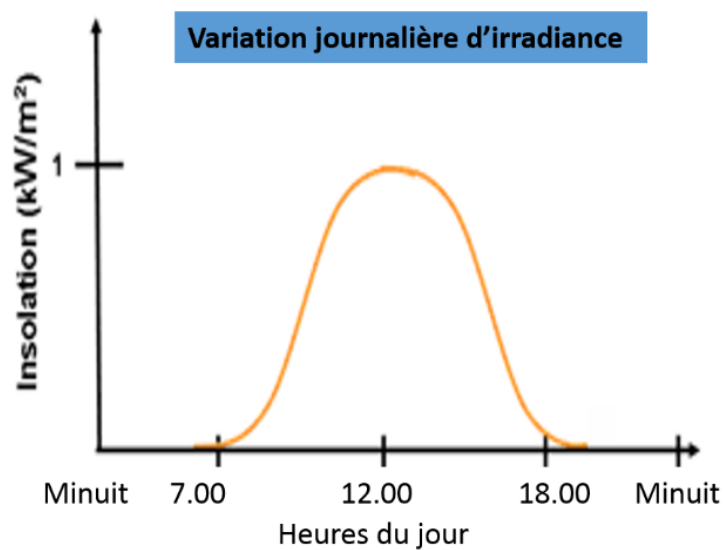
A midi (heure solaire), en fonction de la saison de l'année et de la latitude de notre position lorsque le soleil est à son point le plus élevé, le soleil peut être directement au-dessus de nous dans le ciel. Dans cette position, le rayonnement du soleil est 1 kW / m² en l'absence des nuages. L'ensoleillement est plus faible dans presque toutes les autres positions.

Dans la figure suivante, la courbe indique l'ensoleillement pendant une journée : courbe "idéale" dans des conditions d'ensoleillement optimales avec une journée sans nuages et sans poussière dans le ciel. Suivants les jours, la courbe a généralement une forme plus variée.

Figure 5. Courbe idéale d'ensoleillement



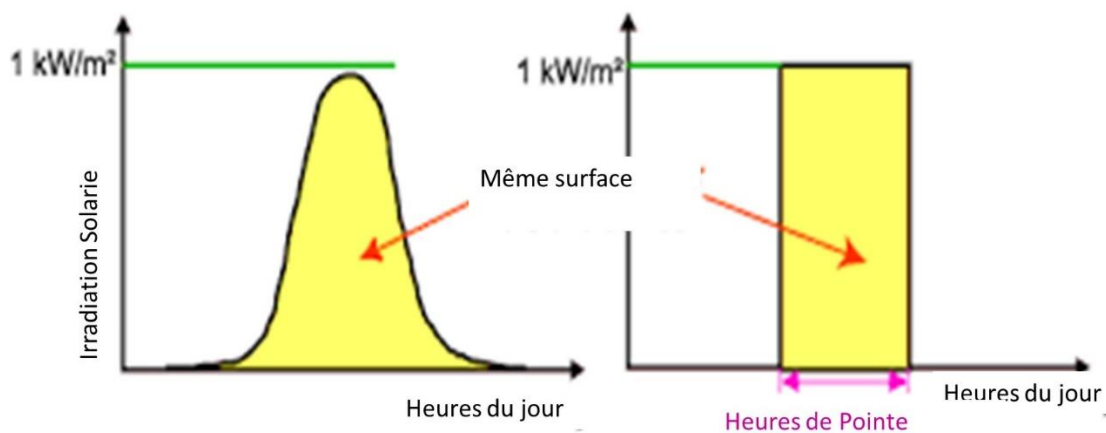
L'ensoleillement total équivaut à près de 6 fois l'ensoleillement à 12:00



L'ensoleillement est la quantité totale d'énergie reçue sur la surface de la terre pendant une certaine période sur un mètre carré de surface horizontale. Elle est exprimée en $\text{kWh} / \text{m}^2 / \text{jour}$.

L'ensoleillement est souvent exprimé en heures de pointe de soleil. C'est le nombre d'heures à un niveau d'éclairement de $1 \text{ kW} / \text{m}^2$, nécessaire pour produire l'énergie reçue pendant une journée. La figure suivante montre comment la courbe de rayonnement est convertie en pic heures de soleil.

Figure 6. Conversion de l'ensoleillement en heures de pointe d'ensoleillement



2.4 Les conditions climatiques

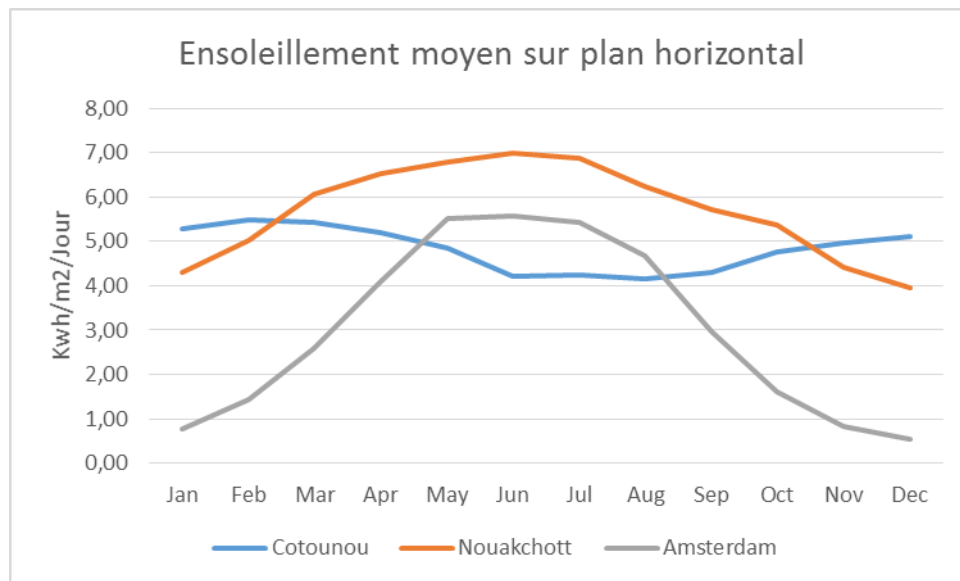
Les conditions météorologiques ont une grande influence sur le rayonnement et l'ensoleillement reçu à la surface de la terre. Elles peuvent être perturbées par du brouillard ou la brume. Il peut y avoir des conditions (comme le harmattan) avec des charges élevées de poussière dans le ciel. Ces conditions réduisent la puissance et l'énergie reçue.

Les conditions météorologiques changent généralement avec la saison. Il y a moins de soleil durant la saison des pluies à cause de la couverture nuageuse plus fréquente et plus épaisse. Dans la saison sèche, le harmattan apporte de la poussière et réduit la lumière du soleil.

Pour tenir compte des conditions météorologiques, on utilise les statistiques des stations météorologiques. Elles mesurent tous les paramètres météorologiques, y compris les précipitations, la température ainsi que le rayonnement et l'ensoleillement. Les statistiques sont présentées sous forme de tableaux ou de graphiques. Les moyennes mensuelles ou annuelles sont habituellement utilisées pour les calculs. Pour la conception des systèmes photovoltaïques, la statistique la plus importante est l'ensoleillement moyen dans un lieu donné.

La valeur d'ensoleillement est le nombre moyen d'heures d'ensoleillement, tel qu'il est mesuré sur le terrain. Il est mesuré en kWh / m² / jour sur une surface horizontale. Dans le graphique et le tableau suivant, les chiffres moyens de l'ensoleillement des stations de Cotonou, Nouakchott et d'Amsterdam sont présentées.

Figure 7. Ensoleillement quotidien moyen sur une surface horizontale chaque mois



Valeurs de la figure 7

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Cotonou	5,28	5,48	5,42	5,20	4,86	4,21	4,24	4,15	4,31	4,76	4,96	5,10
Nouakchott	4,29	5,03	6,07	6,52	6,78	6,99	6,88	6,25	5,71	5,38	4,43	3,96
Amsterdam	0,76	1,44	2,59	4,09	5,52	5,57	5,44	4,67	2,96	1,62	0,83	0,54

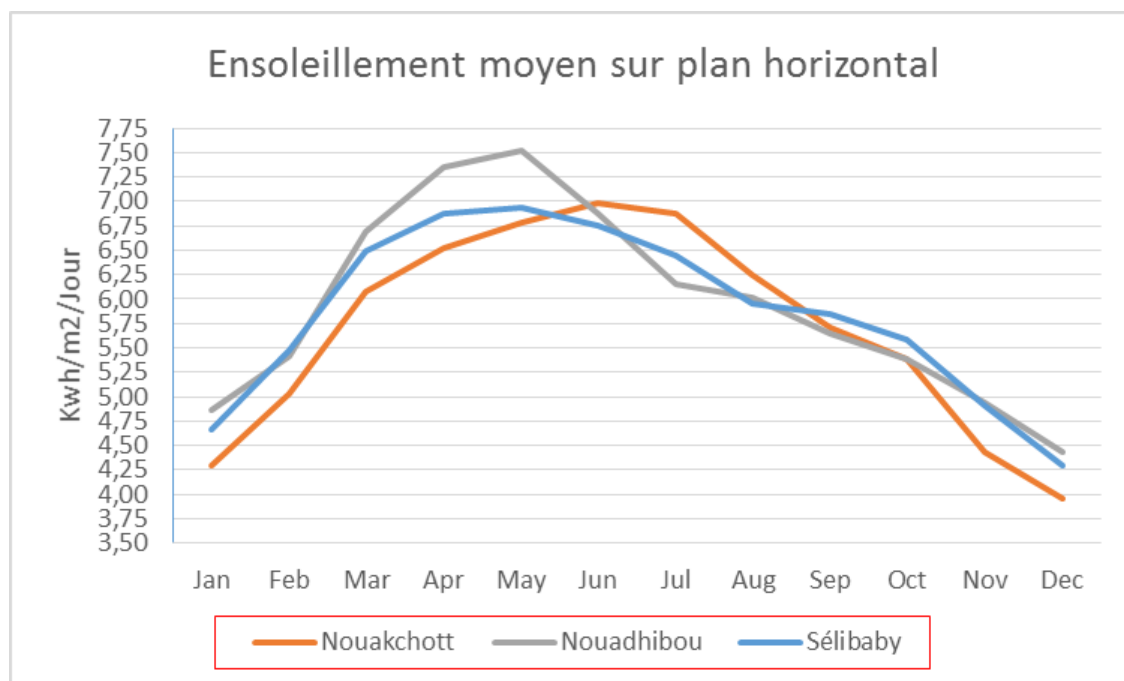
2.5 Le mois critique

Le système d'eau potable solaire doit produire suffisamment d'eau pour répondre aux exigences d'approvisionnement durant toute l'année. Pour dimensionner le système, il faut trouver le mois la plus défavorable pour la demande en eau et pour les conditions d'ensoleillement.

Comme indiqué dans ce module, l'ensoleillement moyen varie entre les différents mois de l'année. Durant le mois avec l'ensoleillement le plus bas, le système doit encore produire suffisamment d'énergie pour répondre à la demande de l'eau.

Le schéma suivant, illustre l'ensoleillement mesuré dans 3 stations de Mauritanie : Nouakchott, Nouadhibou et Sélibabi.

Figure 8. Ensoleillement station de Nouakchott, Nouadhibou et Sélibabi



Ces chiffres d'ensoleillement ont été obtenus sur le site Internet de la NASA. Ce sont des moyennes mensuelles sur une période de 20 ans. (<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>).

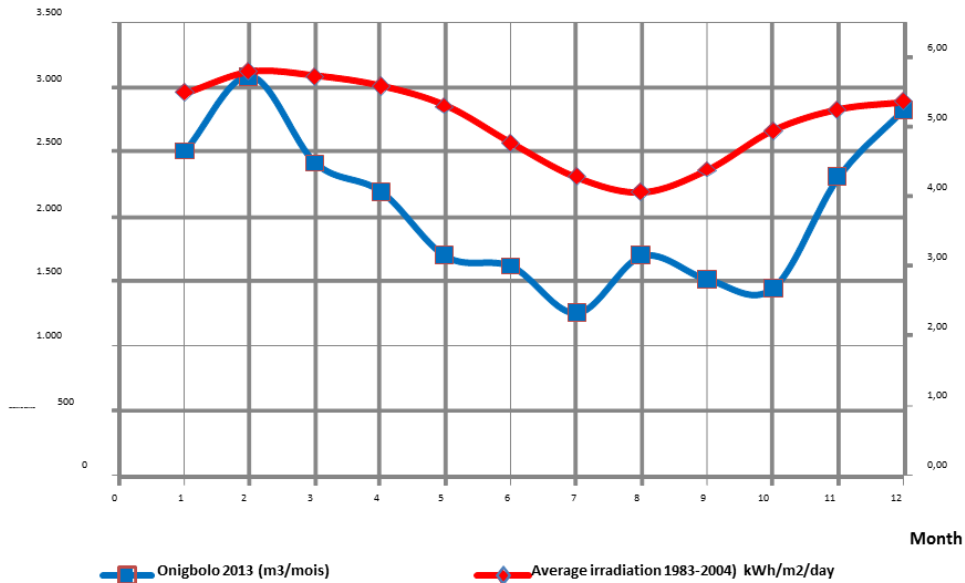
En conclusion, le mois présentant les conditions les plus défavorables d'ensoleillement en Mauritanie est le mois de décembre. A Nouakchott, l'ensoleillement moyen par jour chute à 3.96 kWh par m².

Pour les calculs de la demande en eau, on suppose que celle-ci est constante tout au long de l'année. En réalité, ce n'est pas le cas. La demande en eau peut varier de manière importante au cours des différents mois. En Mauritanie, l'approvisionnement en eau est un service payant. Les usagers privilégient les sources d'eau gratuites provenant des mares, des cours d'eau, des puits ou de la collecte d'eau de pluie pour les usages domestiques et l'hygiène. Pour cette raison, la demande en eau est généralement plus faible lors de la saison des pluies. En saison sèche, les sources d'eau alternatives s'épuisent ou sont plus éloignées, et la population à recours à l'eau de l'AEP pour couvrir tous les besoins en eau.

Pour démontrer que le mois critique n'est pas toujours le mois avec l'ensoleillement plus bas, nous présentons une situation au Bénin dont nous connaissons la demande en eau. Le graphique suivant illustre une situation réelle rencontrée au Bénin dans le village d'Onigbolo en 2013. La courbe bleue

indique la demande en eau du système, en m^3 / mois. La courbe rouge représente l'ensoleillement quotidien moyen durant les mois de l'année. Comme on peut le voir dans le graphique, à Onigbolo, l'ensoleillement moyen le plus faible est en Août. Toutefois, la demande d'eau était la plus élevée en Février, et c'est aussi le mois le plus critique si l'ensoleillement et la demande d'eau devaient être corrélés. Le mois de décembre est aussi un mois critique, la consommation d'eau étant moindre qu'en Février, mais avec un faible ensoleillement. En Août, l'ensoleillement est à un niveau inférieur, mais la demande en eau est aussi beaucoup plus faible.

Figure 9. Consommation d'eau et ensoleillement à Onigbolo, Bénin



Cet exemple illustre la différence entre la demande en eau hypothétique pour les besoins des calculs (niveau de consommation d'eau constant et élevé) tels qu'ils sont présentés dans le Module 4 et les modes de consommation réels rencontrés dans l'année par les usagers. Théoriquement, Août peut être choisi comme le mois critique mais en réalité le mois le plus critique à Onigbolo est Février, avec un ensoleillement plus élevé.

Pour le démontrer regardons d'un peu plus près le graphique. En Février (mois 2), la consommation mensuelle d'eau est d'environ 3100 m^3 , soit environ 110 m^3 par jour. L'ensoleillement moyen est de $5,6 \text{ kW} / \text{m}^2 / \text{jour}$. Le générateur solaire doit être configuré de telle sorte qu'il soit en mesure de pomper cette quantité d'eau pour ce niveau d'ensoleillement. La relation entre la consommation et l'ensoleillement est de $110 / 5,6 = 19,6$. Le système solaire doit être conçu pour une capacité de pompage de $19,6 \text{ m}^3$ par kW / m^2 en fonction de la puissance de la lumière du soleil reçue.

En Août, la consommation mensuelle est de 1750 m^3 , soit 56 m^3 par jour. L'ensoleillement moyen est de $4,1 \text{ kW} / \text{m}^2 / \text{jour}$. La relation entre la consommation et l'ensoleillement est de $13,6$. Mais le système est conçu pour produire $19,6 \text{ m}^3$ par KW / m^2 reçu. En Août, le système est capable de produire (sur une journée moyenne) un volume de $19,6 \times 4,1$, soit 80 m^3 par jour. La puissance utilisée est seulement de 70% de la puissance maximale que peut produire le pompage.

Le mois critique est le mois dans lequel la relation entre la consommation et l'ensoleillement est la plus haute dans l'année. Pour bien calculer, il faut connaître la fluctuation de la consommation pendant l'année. En général, pour le dimensionnement la norme nationale ou internationale est appliquée pour le calcul des besoins en eau. L'application de normes peut engendrer un surdimensionnement du système.

Module 3 : Le réseau solaire source d'énergie

3.1 Introduction

Ce chapitre présente la cellule solaire et le panneau solaire avec leurs caractéristiques de base ainsi que les effets de l'ensoleillement et de la température. Une attention particulière est portée sur la procédure et le lieu d'installation d'un système solaire, et aux mesures à prendre contre le vol et le vandalisme. L'effet de l'ombre, les pertes et l'efficacité électrique sont également traités.

3.2 Le panneau solaire

3.2.1 La cellule photovoltaïque

L'élément de base d'un panneau solaire est la cellule photovoltaïque, ou photopile. Les panneaux solaires sont construits à partir d'un assemblage de cellules photovoltaïques. Elles sont fabriquées avec des matériaux semi-conducteurs qui peuvent convertir la lumière du soleil directement en électricité. Lorsque la lumière du soleil frappe la cellule, il l'arrache de sa structure moléculaire et libère des électrons. Un électron porte une très petite charge électrique. Quand les électrons commencent à se déplacer, ils produisent un courant électrique continu (CC).

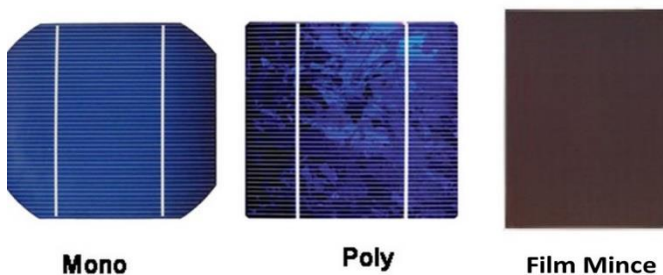
Figure 10. Cellule photovoltaïque



Les cellules peuvent être rondes, carrées ou d'autres formes. Chaque cellule produit environ 0,5 volts, quelle que soit sa taille. La quantité d'ampères qu'une cellule peut produire dépend de sa taille : les grandes cellules produisent plus d'ampères. De nombreuses cellules doivent être connectées en série pour produire une tension suffisamment élevée. Habituellement, il y a 30 à 36 cellules sur un panneau destinées à charger une batterie de 12 V.

La plupart des cellules photovoltaïques commercialisées sont fabriquées à partir de silicium. Il en existe trois types : monocristallin, poly cristallin, et les cellules de films minces ou amorphes.

Figure 11. Différents types de cellules



Les cellules à cristaux monocristallins sont fabriquées en utilisant des tranches de silicium découpées dans un monocristal, cylindrique de silicium. Ce type de cellule PV est la plus efficace, avec environ

15% d'efficacité, c'est à dire que 15 % de l'énergie du faisceau du soleil est convertie en électricité. Il est aussi l'un des plus coûteux à produire.

Les cellules de silicium poly cristallin ou multi cristallin sont fabriquées par une coulée de silicium fondu. Ils cristallisent dans un bloc carré plein de cristaux enchevêtrés. Les cellules multi-cristallines sont moins coûteuses à produire que les monocristallines, en raison du procédé de fabrication plus simple et moins exigeant sur la pureté de la matière de départ. Cependant, elles sont un peu moins efficaces, avec des rendements moyens de l'ordre de 12-14 %.

Les cellules photovoltaïques au silicium amorphe sont fabriquées à partir d'une couche mince de silicium non cristallin placée sur un substrat rigide ou flexible. Elles sont relativement faciles à fabriquer et elles sont moins chères que les cellules à cristaux monocristallin et poly cristallin PV, mais elles sont moins efficaces avec des rendements de l'ordre de 6%. Leur faible coût en fait le meilleur choix lorsqu'un rendement élevé n'est pas requis et lorsque l'espace pour la pose de panneaux n'est pas limité.

3.2.2 Les panneaux solaires

Les cellules photovoltaïques sont combinées pour fabriquer des panneaux solaires (également appelés modules). Les cellules photovoltaïques sont regroupées et recouvertes de verre ou de plastique transparent afin de protéger les cellules, tout en permettant à la lumière du soleil d'atteindre les cellules. Le verre ou le plastique possède un revêtement anti-réfléchissant pour minimiser la réflexion de la lumière du panneau. Les panneaux ont une taille leur permettant de fournir une quantité raisonnable d'électricité. Ils sont toujours faciles à manipuler et à transporter.

Il existe de nombreux fabricants de panneaux solaires qui produisent des panneaux de différentes tailles, en fonction des besoins du client et de leur utilisation. Le prix des panneaux solaires a chuté considérablement au cours des 40 dernières années. Comparé aux années 1970, les prix ont baissé de près de 90%, et ils continuent de baisser. L'une des raisons de cette réduction de prix est l'augmentation de la demande de panneaux solaires comme source d'énergie alternative.

De nombreuses recherches et développement sont en cours pour augmenter l'efficacité des cellules et des panneaux. La cellule photovoltaïque la plus efficace a une efficacité d'environ 25%. Cependant, ces cellules sont chères et ne peuvent pas rivaliser avec les cellules photovoltaïques à bas prix facilement disponibles.

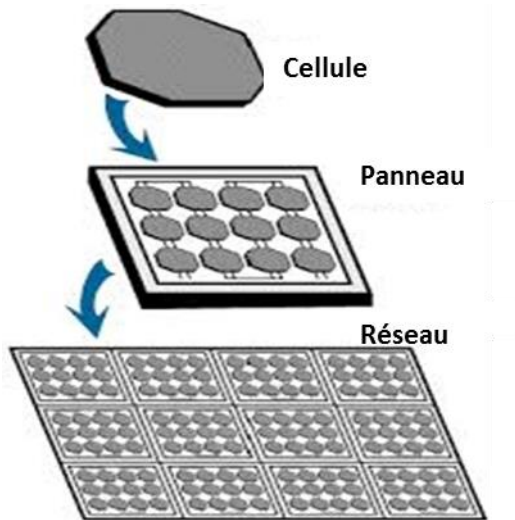
Les caractéristiques les plus importantes d'un panneau solaire sont :

- 1) La valeur de la tension qu'il produit (dans des conditions de plein soleil)
- 2) La valeur du courant qu'il produit (dans des conditions de plein soleil)
- 3) Les valeurs de puissance et d'énergie engendrées.

3.3 Les réseaux solaires

Les réseaux solaires se composent d'un groupe de panneaux solaires placés ensemble selon une certaine configuration. Les panneaux sont regroupés afin de produire les valeurs de tension, de courant et de puissance suffisantes pour atteindre les objectifs fixés.

Figure 12. Composition d'un réseau solaire



3.3.1 Configuration en série et en parallèle

Les panneaux solaires peuvent être connectés en série ou en parallèle.

Connexion en série

Lorsque les éléments électriques sont connectés bout à bout, ils sont connectés en série. Pour raccorder deux fils en série, une extrémité du premier fil est reliée à une extrémité du deuxième fil, créant un seul fil aussi long que les deux ensembles. Similaire à la connexion de deux batteries de 12 V ou de 24 V. Lorsque la tension d'un seul panneau n'est pas suffisante pour la tension voulue, des panneaux supplémentaires sont connectés en série. Si un panneau fournit 24 V, deux panneaux en série fourniront $24 + 24 = 48$ V. Pour chaque panneau de 24 V connectés en série, la tension sera augmentée de 24 V.

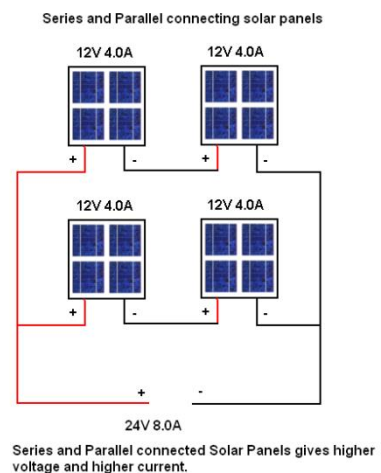
La quantité de courant (en ampères) fournie par des panneaux en série est la même que celle donnée par un unique panneau, car le flux d'électricité est le même à travers tous les panneaux, comme ils sont connectés suivant une seule ligne. Comme la puissance en watts équivaut à la tension (U) x l'intensité (A), l'ajout de panneaux génère une augmentation de puissance.

Connexion en parallèle

Lorsque la tension d'un seul panneau est suffisante, mais que la quantité de courant nécessaire ne suffit pas, les panneaux peuvent être connectés en parallèles. Si un panneau fournit 4 ampères en plein soleil, deux panneaux en parallèles fourniront $4 + 4 = 8$ ampères. Pour chaque panneau de 4 A de plus connecté en parallèle, un montant supplémentaire de 4 A sera produit. Comme la puissance en watts équivaut à la tension (V) x l'intensité (A), l'ajout de panneaux en parallèles génère une augmentation de puissance.

Notez : Pour les deux configurations (panneaux en séries et en parallèles), l'augmentation du nombre de panneaux engendre l'augmentation de puissance. Deux panneaux en parallèles produiront la même puissance que deux panneaux en série, mais la tension et l'intensité seront différentes.

Figure 13. Connexion en série et en parallèle



3.4 Diagramme courant-tension

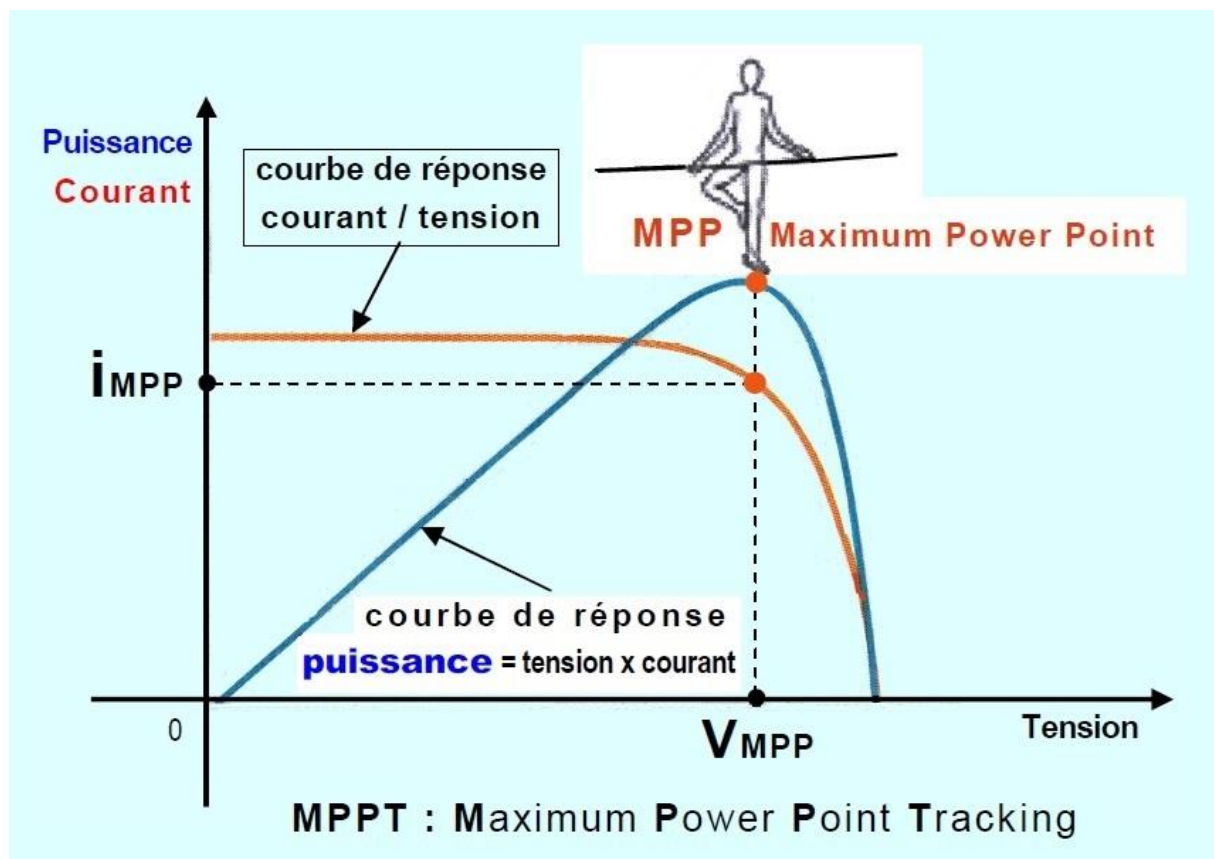
Chaque cellule solaire, et chaque combinaison des panneaux solaires et de réseaux solaires, possède sa relation courant-tension. Par conséquent, ils peuvent fournir un courant I à une tension V . Le but le plus important d'un panneau solaire ou d'un réseau est de fournir de l'énergie électrique qui résulte de la multiplication de V et de I . Il s'agit non seulement fournir I et V , mais aussi la puissance maximale $P = V \times I$

La tension en circuit ouvert V_{oc} est la tension d'une cellule ou d'un panneau solaire lorsqu'aucun courant électrique ne circule. Dans ce cas, le panneau n'est pas utilisé, mais il est placé dans des conditions de plein soleil : il est à la tension maximale. Dans cette situation, aucune puissance n'est produite, parce que $V = V_{max}$, mais $I = 0$ Ampère. V_{max} est important car il représente la tension maximale qu'un système peut produire. Les matériaux utilisés doivent être capables de résister à cette tension.

Lorsque le panneau est connecté et que l'électricité y circule, la tension produite va baisser. Quand il n'y a pas de résistance dans la ligne, la situation est appelée court-circuit. À cette situation, la tension va baisser jusqu'à devenir quasiment nulle, tandis que le courant est au maximum (I_{max}). Cette intensité maximale est notée I_{sh} (notation anglaise de courant « short-circuit ») ou I_{cc} (français pour le courant de court-circuit). La puissance alors produite dans cette situation est égale à zéro car $V=0$.

Maximiser la puissance implique d'optimiser la relation entre la tension (V) et le courant (A). Le diagramme courant-tension est une caractéristique de la cellule ou du panneau, voir figure suivante :

Figure 14 Diagramme Tension - Courant



Dans ce graphique, la courbe orange représente le schéma de la tension actuelle. La relation entre la tension et le courant est optimale, lorsque la taille de ce carré délimitée par la courbe a la plus grande surface. Dans ce cas, le courant est I_{maxP} et le voltage est V_{maxP} . La taille de ce carré représente la puissance produite. Donc la relation optimale entre la tension et le courant se situe au point de puissance maximale (PPM) (le plus souvent on utilise l'abréviation anglaise MPP, Maximum Power Point), comme indiqué dans la figure.

Un régulateur MPP (ou MPPT) est un dispositif électronique qui ajuste automatiquement la tension pour produire la puissance maximale du panneau solaire en place. Une caractéristique très importante d'un panneau solaire est la quantité d'énergie qu'elle peut produire dans des conditions de plein soleil. Ce chiffre est appelé Peak Watt en anglais (Wp) ou Watt Crête en français (Wc).

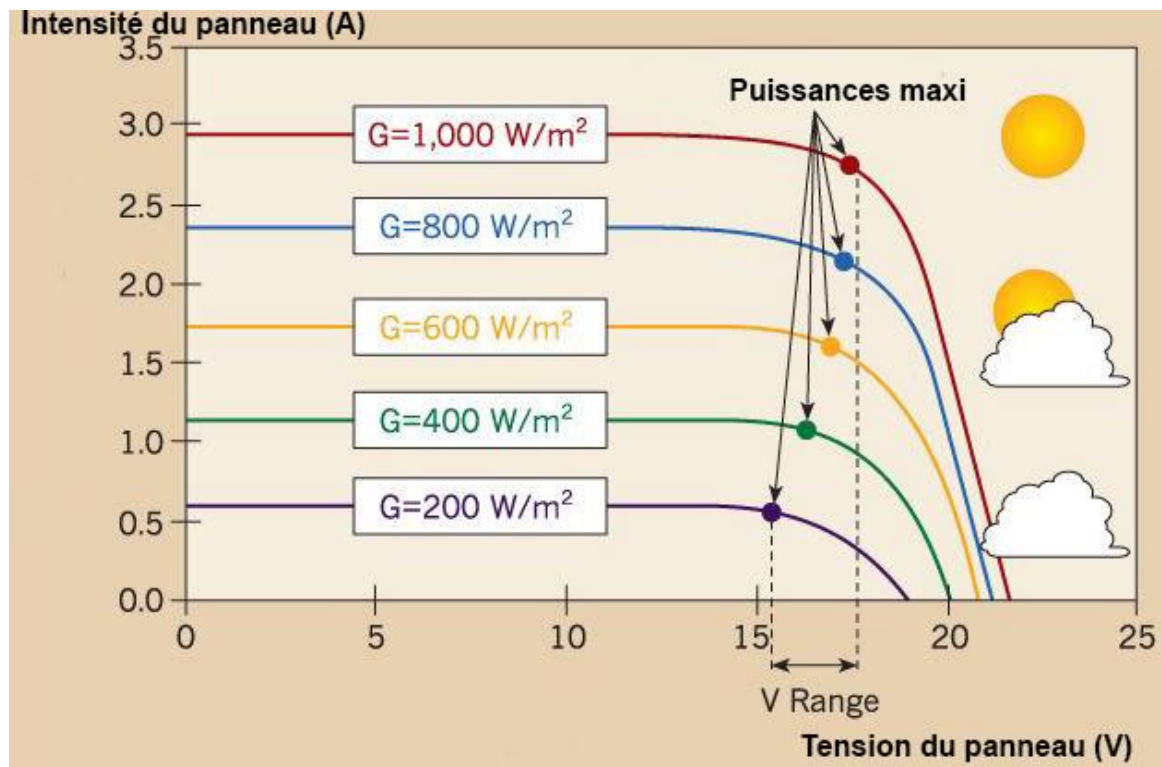
3.5 Diagramme Puissance/Tension

Pour une cellule photovoltaïque unique, mais aussi pour un panneau solaire, on peut construire aussi un diagramme puissance/tension. Sur l'axe horizontal est représentée la tension et sur l'axe vertical, la puissance produite en Watts. Voir la courbe bleue dans la figure 15

3.6 L'effet de l'ensoleillement

Le diagramme courant-tension représente I et V à la sortie de la cellule photovoltaïque ou d'un panneau dans des conditions de plein soleil. La production réelle de la cellule (ou de l'installation) est presque proportionnelle à l'ensoleillement. Si l'ensoleillement G est de 50%, la production de courant sera également de 50% de la production maximale. La figure suivante illustre cette relation pour un panneau solaire de 50 Watt et 18 V.

Figure 15. Relation entre ensoleillement et la sortie photovoltaïque



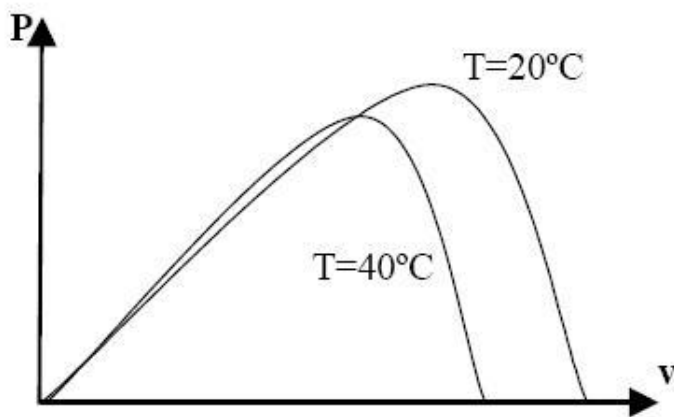
On notera également que la tension de sortie chute à un niveau d'ensoleillement faible, mais pas autant que l'intensité. Dans la figure ci-dessus, la tension de sortie est de 18 V avec un ensoleillement maximal, et elle est de 16 V lorsque l'éclairement est de 200 W / m^2 .

3.7 Effet de la température

Il est important de se rappeler que lorsqu'une cellule est exposée à la lumière, elle permet de convertir en moyenne 15% de l'ensoleillement en électricité. Le reste de l'énergie est convertie en chaleur, ce qui fait chauffer la cellule et le panneau. En conséquence, la cellule fonctionne à une température supérieure à la température ambiante.

La tension en circuit ouvert (V_{oc}) de la cellule PV diminue de 2,3 mV par °C de la température, ce qui équivaut à près de 0,5% / °C. Cela signifie qu'une augmentation de la température de 10 °C provoque une perte d'efficacité de la cellule de 5%.

Figure 16. Relation Température-Puissance



Sur cette figure est représenté l'effet de la température. À 40 °C, le module produit moins de tension, et donc la puissance du moteur diminue par rapport à la situation à 20 °C

Afin, d'optimiser l'utilisation du panneau, il est important que le panneau soit ventilé. S'il est monté sur un toit, il faut réserver un espace de ventilation entre le toit et le panneau. La toiture métallique, comme les tôles ondulées, peut devenir très chaude lorsqu'elle est exposée à des conditions de plein soleil. Il est donc déconseillé de monter des panneaux solaires sur un toit en tôle.

Normalement les fabricants de panneaux indiquent les caractéristiques de performances (puissance, voltage, etc.) sous des conditions standard (STC). Les panneaux sont testés avec 1000 W/m^2 et à une température de 25 °C. Ces conditions ne représentent guère la réalité parce que la température des panneaux en plein soleil est plus élevée et l'ensoleillement est presque toujours moins que 1000 W/m^2 .

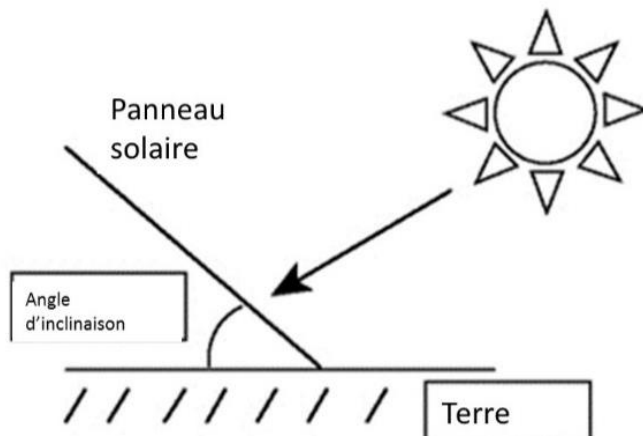
Pour cela on utilise souvent les conditions NOTC (**Température nominale de fonctionnement de la cellule**) plus pochant de la réalité. La performance NOTC est la température que les cellules atteindront lors d'une utilisation à une température ambiante de 20 °C à 800 W / m^2 ($G = 0,8$) et une vitesse de vent de moins de 1 m / s. Cette température est en moyenne de 48 °C et elle dépend de la construction du panneau. Pour une température ambiante de 30 °C, on doit donc encore diminuer la puissance avec $10^\circ \text{C} \times 0,5\% = 5\%$.

3.8 La position optimale et l'emplacement d'un panneau solaire.

3.8.1 Angle d'inclinaison et calculs

En position horizontale, la poussière et la saleté peuvent s'accumuler sur le panneau, et réduire son efficacité. L'angle d'inclinaison est l'angle suivant lequel les panneaux sont placés par rapport au plan horizontal.

Figure 17. Angle d'inclinaison d'un panneau photovoltaïque



Un panneau solaire ou un réseau doit être placé dans une position inclinée d'au moins 10 degrés. De cette façon, la pluie nettoie une partie de la saleté et de la poussière du panneau (mais pas la totalité) : l'eau s'écoulera automatiquement vers le bas.

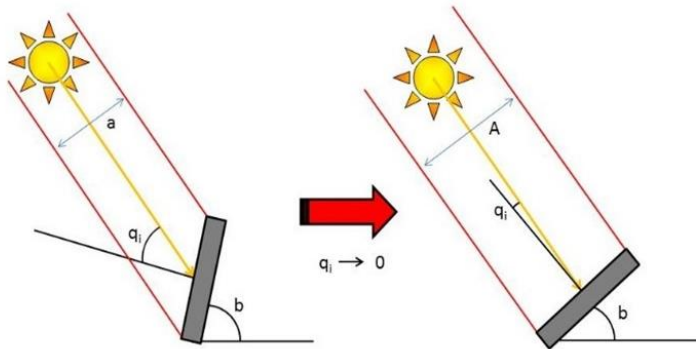
Un panneau fonctionne plus efficacement en faisant face directement au soleil car dans cette position il intercepte le maximum de rayonnement disponible. D'une manière générale, au Nord de l'équateur il est préférable de les placer face vers le sud (et au Sud de l'équateur face au Nord) dans une position inclinée. Au Nord du Tropique du Cancer il est évident qu'un panneau doit être orienté face vers le Sud. Et au Sud du Tropique du Capricorne, face vers le Nord.

Il faut se rappeler qu'il y a un faisceau de rayonnement direct et diffus. Le rayonnement diffus représente environ 30% du rayonnement disponible. L'angle d'inclinaison influe uniquement sur la capture du faisceau de rayonnement direct.

L'angle d'inclinaison optimal dépend de la latitude de votre position, il doit être égal à la latitude. Il est généralement recommandé d'optimiser l'angle d'inclinaison pour le mois le plus critique de l'année, comme expliqué dans le module 2. Pour la Mauritanie en pratique, la période la plus critique se situe en "Hiver" au mois de Décembre, lorsque la position du soleil (par rapport à la surface de la terre) est d'environ 23° Sud de l'équateur. Pour une latitude Nord de 18°, l'angle d'inclinaison optimal pour décembre est à $18^\circ + 23^\circ = 41^\circ$. Néanmoins, avec un tel angle d'inclinaison, on risque de perdre trop d'énergie pendant les mois de Juin et Juillet, quand le soleil se trouve légèrement au Nord : des calculs précis sont recommandés.

Voir le schéma suivant :

Figure 18. Effet de l'angle d'inclinaison



Sur cette figure, l'angle d'inclinaison du panneau est indiqué par b . L'angle d'incidence q est l'angle entre l'orientation du panneau et l'orientation du soleil. Si $q = 0$, la position du panneau est optimisée pour la capture maximale du faisceau de rayonnement direct. La surface du faisceau de soleil capté sur le panneau est A . Sur le côté droit de l'image, le panneau est presque face au soleil : l'angle d'incidence est très faible, et de cette façon, la proportion de la lumière du soleil de faisceau direct capté est proche de 100%. Sur le côté gauche, l'angle d'incidence est élevé. Plus l'angle d'incidence est élevé, moins le rayonnement est capté. La proportion du faisceau de lumière directe capté a/A , i est une fonction de cosinus de q : $a / A = \cos q$.

Donc, la perte est $(1 - \cos q) \%$. Comme le faisceau de rayonnement direct est d'environ 70% de l'ensoleillement total, la perte d'ensoleillement sera $(1 - \cos q) \times 70\%$.

En revenant à l'exemple de la situation de Onigbolo au Bénin (page 10). Pendant une journée d'Août, avec un niveau d'inclinaison de 30° Sud et le soleil à 18° Nord, q sera 48° . $\cos 48^\circ = 0,67$, la perte est $(1 - 0,67) \times 70\% = 23\%$. Avec un angle d'inclinaison de 20° , q sera 38° , $\cos q$ sera 0,78 de sorte que la perte sera réduite à $0,22 \times 70\% = 15\%$. Cela implique que la réduction du niveau d'inclinaison de 30° à 20° donne un rendement supérieur de 8% en Août. Le même angle d'inclinaison 20° en Décembre (avec le soleil à 30° sud), se traduit par q de $30 - 20 = 10^\circ$, avec des pertes de $(1 - 0,98) \times 70\% = 1,4\%$.

Par ce calcul, nous pouvons conclure qu'il est préférable d'adopter un angle d'inclinaison plus faible pour ne pas perdre trop de puissance en Août.

3.8.2 Les Traceurs solaires (trackers)

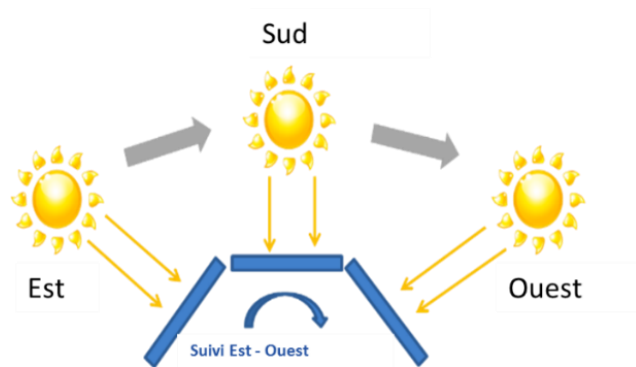
Les traceurs solaires sont des dispositifs qui suivent la position du soleil, et ils ajustent automatiquement ou semi-automatique, la direction des panneaux solaires vers le soleil afin que le rendement soit meilleur.

On peut suivre le soleil avec 2 paramètres (2 axes) : l'angle azimutal qui permet de suivre le soleil d'Est en Ouest pendant la journée, et l'angle Zénithal qui détermine la position Nord / Sud du soleil. Le traceur idéal ajuste les deux axes en continu pour faire parfaitement face au soleil pendant les heures de la journée, mais aussi suivant les saisons. Ce type de traceur est bien sûr beaucoup plus cher.

3.8.3 Le Tracking (suivi) Est /Ouest

Le suivi du soleil d'Est en Ouest se fait par réglage continu de la position des panneaux durant toute la journée. Le soleil se déplace d'environ 180° durant les 12 heures de lumière du jour, soit une vitesse du soleil de 15° par heure. Avec ce type de traceurs, le taux d'ensoleillement peut être augmenté d'environ 15%.

Figure 19. Suivi Est-Ouest



3.8.4 Tracking Nord/Sud

Le suivi Nord-Sud nécessite le réglage de l'angle du panneau selon l'angle Zénithal : cet angle est influencé par la saison de l'année. En Mauritanie, à 18.5° de latitude, l'angle Zénithal varie entre 40° Sud à 5° Nord. L'utilisation du tracking peut être envisagée en Mauritanie. Les panneaux pourraient être exposés au Nord en période "d'hiver" correspondant à la saison sèche de l'année, et face au Sud pendant le reste de l'année. Leur position pourrait être ajustée manuellement deux fois par an.

Figure 20. Suivi Nord-Sud

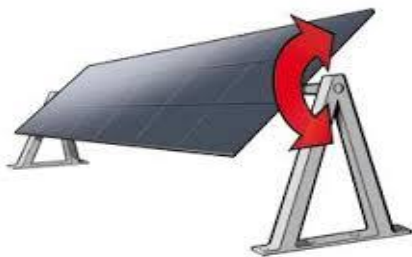
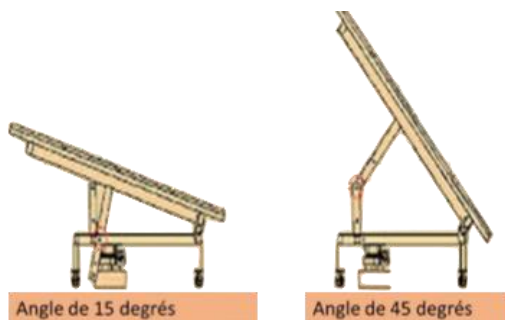


Figure 21. Réglage manuel de la position d'inclinaison



3.8.5 Inconvénients des systèmes de Tracking

Toutefois, les traceurs sont chers et ils nécessitent de la maintenance avec le risque de tomber en panne et d'être mal ajusté. Lors de l'installation des traceurs, il est aussi plus difficile et plus coûteux de prendre des précautions appropriées contre le vol des panneaux. Avec le niveau actuel des prix des

panneaux, il est très probablement moins coûteux, plus pratique et plus fiable d'installer quelques panneaux solaires en plus, pour un gain de puissance que d'installer un système de tracking solaire.

3.9 Emplacement des panneaux

Pour choisir l'emplacement des panneaux, deux solutions sont envisageables : Au sommet du château d'eau, ou de tout autre bâtiment permanent, ou sur un terrain à côté du forage.

Figure 22. Panneaux sur le château d'eau



Le sommet du château d'eau est intéressant s'il se trouve près du forage. Sinon, les fils électriques seront trop longs, induisant des pertes élevées d'électricité ou bien des coûts élevés de câblage électrique pour éviter ces pertes. L'installation des PV sur le château présente l'avantage d'une bonne protection contre le vol des panneaux. Egalement, à cette hauteur l'endroit est parfaitement ensoleillé et ventilé pour refroidir les panneaux.

Par contre le coût d'installation est plus élevé et le nettoyage et le remplacement des panneaux en cas de besoin plus difficile.

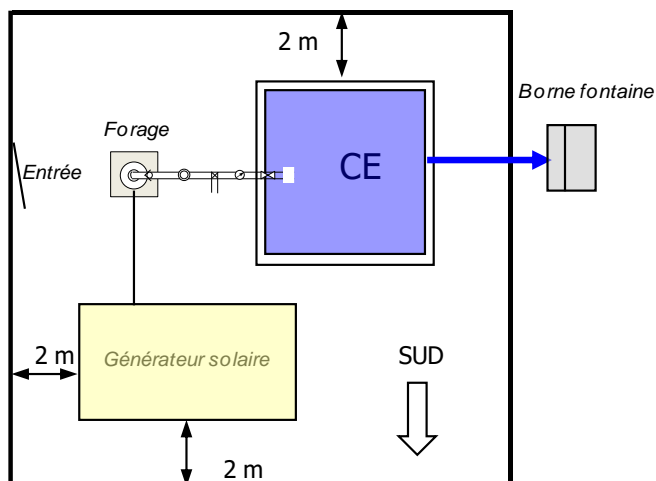
Figure 23. Champ de panneaux solaires clôturé



L'autre option est l'installation au niveau du sol, à proximité du forage. Le terrain devra être clôturé, pour protéger les panneaux et l'aire de captage du forage. La clôture devra, cependant, être un peu plus grande et plus résistante. Les avantages de cette installation sont la facilité de l'entretien, de la réparation et du nettoyage des panneaux.

L'inconvénient est l'exposition des panneaux au vol et au vandalisme. Par conséquent, des mesures antivol et anti-vandalisme doivent être prises.

Figure 24. Schéma type d'un poste d'eau solaire en Mauritanie



3.9.1 Mesures antivols et anti-vandalisme

Le vol et le vandalisme sont des problèmes sérieux pour les panneaux solaires. Des cas ont été reportés de gangs de voleurs qui viennent avec des camions, des scies circulaires et des fusils automatiques pour emporter des installations entières. De tels vols ne peuvent pas être totalement évités, mais des mesures peuvent être prises pour rendre les vols moins faciles.

Par ailleurs, si un panneau solaire est enlevé d'une installation PV, de graves problèmes peuvent survenir. Certains systèmes nécessitent une sortie de 500 V du panneau solaire. Si les 15 panneaux de 33 V sont connectés en série, cette tension est atteinte. Si l'un d'eux est volé, la tension va chuter à 467 V et le système peut cesser de fonctionner complètement.

Avec la baisse constante des prix des panneaux solaires, on peut s'attendre à une diminution de ce type de vol.

Les mesures suivantes peuvent être prises pour pallier aux risques de vol :

- Choisir l'emplacement du forage dans le village, ou à proximité du village, pour augmenter la surveillance communautaire
- Graver les panneaux
- Utiliser des poteaux/supports résistants et lourds pour éviter leur déplacement
- Utiliser des ancrages en béton pour les poteaux
- Utiliser des boulons antivols pour fixer les panneaux sur leur support
- Le soudage des ancrages antivols autour des panneaux, pour que les panneaux ne puissent pas être sortis de leur cadre
- La clôture et la serrure de la porte d'accès doivent être résistantes
- Employer un gardien de nuit
- Installation d'un éclairage et/ou d'une alarme électrique

Les mesures anti-vandalisme suivantes peuvent être prises :

- Sensibiliser les parents, les enfants et les enseignants de l'école pour empêcher les enfants de jouer avec les panneaux en les dégradant (jets de pierres notamment).
- Clôturer la parcelle.
- Localiser un endroit loin des terrains de jeux et des terrains de foot.

Le vandalisme affecte habituellement seulement un ou deux panneaux dans l'installation. On peut choisir d'installer deux panneaux supplémentaires dans le cas où, un ou deux panneaux cessaient de fonctionner en permettant au système de continuer à fonctionner si un panneau était brisé. C'est un coût d'investissement de l'ensemble du système de 2 ou 3% mais permet de garantir la pérennité du système.

3.9.2 Mesures de sécurité

En fonction de la conception de l'installation, la tension de sortie du réseau peut être très élevée, et dangereuse pour l'homme. Les court-circuits et les chocs électriques doivent être évités, car ils sont dangereux pour les hommes et ils peuvent causer des dommages à l'installation. Enfin, la foudre peut frapper l'installation : les panneaux sont souvent montés sur des poteaux en fer qui attirent la foudre, surtout s'ils sont situés au sommet d'un château d'eau.

Les mesures de sécurité suivantes doivent être prises :

- Faire réaliser l'installation électrique par un électrotechnicien qualifié ;
- Utiliser des fils électriques de qualité qui sont bien isolés.
- Le système électrique doit être relié à la terre.

- Des paratonnerres doivent être installés aux points hauts pour détourner la foudre.
- Les fils ne doivent pas être suspendus, mais fixés avec des clips le long des poteaux de l'installation.
- Les fils doivent être bien enterrés si possible.

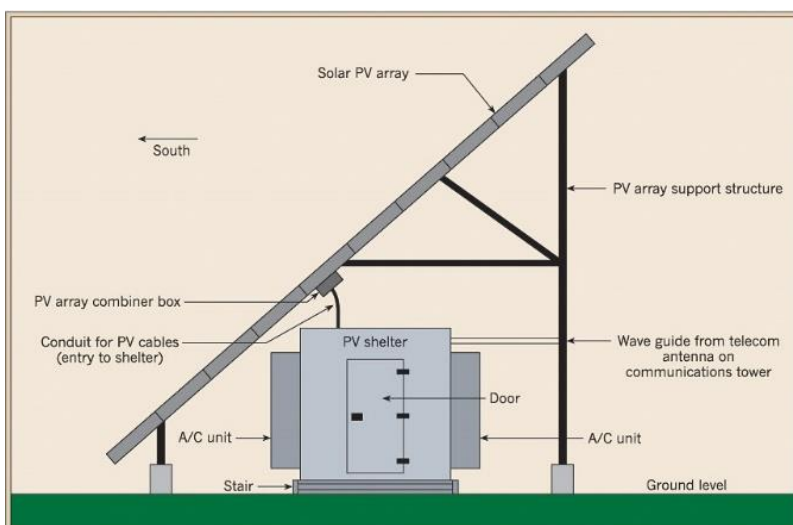
Le système électrique doit être protégé contre l'eau de pluie en utilisant des boîtes de connexions en plastiques fournies avec les boîtiers de contrôle lors de l'achat. Ces éléments sont placés sous les panneaux solaires. Cependant, il faut toujours prendre soin que le refroidissement (ventilation) des composants électroniques soit garanti.

Figure 25. Boîtiers de contrôle installés sous le panneau



L'option la plus sûre est de loger les boîtes de contrôle dans un abri verrouillé, voir le schéma ci-dessous ou à l'intérieur d'un bâtiment.

Figure 26. Boîtiers de contrôle protégés et verrouillés



3.10 L'ennemi du panneau solaire : l'ombre.

L'ombre sur les panneaux solaires doit être évitée à tout prix ! Les effets d'ombre sont souvent sous-estimés, mal compris, et parfois mal décrits dans les manuels.

D'une manière générale, l'ombre réduit considérablement la tension de sortie du panneau solaire. Plus grande est la surface du panneau située dans l'ombre, plus faible seront la tension de sortie et la puissance du panneau. La réduction de puissance est habituellement considérée comme proportionnelle à la partie du panneau à l'ombre.

En réalité, la perte d'énergie causée par l'ombrage partiel des modules solaires est difficile à prévoir, car elle dépend de plusieurs variables : les interconnexions entre les modules cellulaires internes, les orientations des modules, la manière dont les modules sont connectés dans un réseau et de la configuration de l'onduleur.

Une ombre, même minime, peut avoir un effet perturbateur sur le fonctionnement du panneau et de l'ensemble du réseau. Seulement 10% d'ombrage d'un panneau solaire peut conduire à une baisse de 50% de l'efficacité voir même à l'arrêt total du système. Un cas pratique sur une AEP d'une ombre causée par un fil de clôture autour du réseau a entraîné son arrêt.

Si l'une des cellules photovoltaïques dans un panneau est "bloquée" par une ombre, il peut arriver qu'elle ne transporte plus l'électricité. La puissance générée par des cellules hautement illuminées est alors gaspillée en chaleur dans les cellules mal éclairées. Cette cellule mal éclairée peut alors surchauffer, ce qui peut causer des dommages permanents à l'encapsulation de la cellule. Même la plus petite ombre peut provoquer une telle surchauffe et des dommages irréversibles sur une cellule photovoltaïque. Il faut donc prendre bien soin de vérifier que toutes les cellules connectées en séries reçoivent le même éclairage.

La qualité du panneau est un élément aussi important que l'influence de l'ombre pour l'installation. Quand une cellule fonctionne mal et pour éviter d'affecter la totalité de la chaîne de cellules, un bon panneau solaire est équipé de diodes de dérivation. Ces diodes servent à réacheminer le courant vers des cellules performantes. L'inconvénient de ce réacheminement est la perte de l'énergie potentielle des cellules, mais également la réduction de la tension de la chaîne entière. Toutefois, c'est préférable à la surchauffe et à des dommages irréversibles.

Le risque et le montant des dommages dépendent aussi du niveau d'éclairement. Lorsque l'ensoleillement est moindre, tôt dans la matinée, les dommages et la perte potentielle puissance sont réduits.

3.11 Efficacité et pertes électriques

Pour calculer la puissance à installer, les pertes électriques doivent être prises en compte. Lorsque nous connaissons les pertes électriques, l'efficacité électrique peut être alors calculée. Le rendement électrique est un paramètre important qui est utilisé pour calculer la puissance de l'installation qui doit être installée. Le symbole ϵ est utilisé pour ce paramètre.

On distingue les pertes suivantes :

Pertes en ligne.

Ces pertes dépendent directement de la taille et de la longueur des câbles d'alimentation. Dans la plupart des cas, le forage est situé au voisinage de l'installation PV. Si on installe (pour des raisons de

sécurité) le système de PV sur un réservoir d'eau situé dans le voisinage, cette distance peut être plus longue de quelques mètres. Afin de maintenir les pertes minimales dans les câbles, un fil de section plus élevé doit être choisi. Habituellement, le niveau des pertes est d'environ 1-3%.

Pertes dans l'unité de contrôle.

Ces pertes dépendent du type d'onduleur et des boîtiers de contrôle installés. L'information est fournie par les producteurs. Les pertes peuvent varier d'environ 6 à 14%.

Pertes dans le moteur électrique (rendement)

Dans un moteur, les pertes électriques et électromagnétiques se produisent, générant la production de chaleur. Toute l'énergie reçue par le système ne bénéficie pas à la pompe. L'efficacité du moteur de la pompe est généralement fournie par le fabricant, et peut varier d'environ 80%, ce qui équivaut à 20% de pertes. Pour les petites pompes électriques immergées l'efficacité électrique est souvent encore plus basse. Les pompes ont également des pertes hydrauliques importantes. Elles seront traitées ultérieurement.

Pertes de température.

La puissance indiquée sur les panneaux est la puissance délivrée à la température ambiante de 20 ° C et à une certaine température de fonctionnement des panneaux. En réalité, la production d'énergie est réduite de 0,5% par °C. Donc, cette perte est comprise autour de 10-15%.

Pertes par la poussière.

La puissance qui est indiquée sur le panneau est celle d'un panneau solaire propre. Dans la pratique, il y a souvent de la poussière accumulée sur la surface du panneau, réduisant la puissance de sortie du générateur solaire. Ces pertes de poussière sont comprises autour de 0-10%.

Pertes dues au vieillissement

La durée de vie d'un panneau solaire est d'environ 20 ans ou plus. Généralement, il y a une réduction de l'efficacité du panneau tout au fil du temps : la grande majorité des panneaux solaires sont âgés de moins de 10 ans. Pour les panneaux solaires produits aujourd'hui, on ne sait pas exactement s'ils fonctionneront efficacement après 20 ans.

La majorité des fabricants offrent une garantie standard pour les panneaux de 25 ans : la puissance de sortie ne doit pas être inférieure à environ 80% (selon le fabricant des panneaux) de la puissance nominale après 25 ans. Cette perte de puissance maximale peut être estimée à 20%. Il est souvent difficile de réclamer cette garantie après 20 ans. Le fournisseur peut ne plus exister.

Les pertes minimales et maximales sont résumées dans le tableau suivant :

Figure 27. Résumé des pertes électriques

Type de perte	Min	Max
Cablage	1%	3%
Convertisseurs, Boîtes de Control	6%	15%
Moteur Pompe	15%	25%
Temp	10%	15%
Poussiere	0%	10%
Vieillissement	0%	20%

Il convient de noter que dans de très rares cas seulement, une combinaison de pertes entraîne des pertes maximales ou minimales : le plus souvent, les pertes électriques réelles sont comprises entre 29% et 62%.

Pour le dimensionnement, un calcul précis de ces pertes doit être réalisé, préférable à une estimation approximative. En l'absence de calcul précis, des pertes électriques de 55% peuvent être rencontrées sur des systèmes installés récemment et assez bien entretenus. Par conséquent, seulement 45% de la puissance électrique produite sera utilisée pour la partie hydraulique du système. Le ϵ de l'efficacité électrique est dans ce cas de 45%, ou 0,45.

3.12 Optimisation du rendement électrique

Les pertes dans les câbles d'alimentation n'ont pas une grande influence sur l'efficacité électrique dans des situations où le réseau se situe à proximité du forage. Les pertes causées par l'âge du panneau ont une influence assez importante, mais on ne peut rien n'y faire.

L'efficacité électrique peut être optimisée de la façon suivante :

- Au stade de la conception, le tableau de l'efficacité électrique montre l'importance d'un examen attentif du choix du convertisseur, du boîtier de commande et de la pompe.
- Lors de l'installation, les pertes de température peuvent être minimisées en prenant soin d'une bonne ventilation des panneaux solaires. Il est également important que les panneaux soient facilement accessibles pour le nettoyage.
- Pendant le fonctionnement le nettoyage régulier des panneaux a un effet reconnu sur l'efficacité.

Module 4 Evaluation des besoins en eau

4.1 Introduction

Bien que ce sujet ne soit pas spécifique à l'utilisation de systèmes solaires, l'évaluation des besoins en eau est la base de la conception de systèmes d'eau potable et du dimensionnement des installations.

Ce chapitre aborde la méthode générale utilisée et les paramètres entrant dans l'évaluation des besoins en eau d'un village, ainsi que les paramètres de calcul nécessaires à la production d'eau.

4.2 Calcul des besoins en eau

4.2.1 Horizon de projet et durée de vie des composantes du système

Un horizon du projet est fixé pour tenir compte de l'utilisation du système dans l'avenir en tenant compte de la croissance de la population. En réalité on fait un surdimensionnement du système pour qu'il puisse subvenir aux besoins dans le temps. Plus la période de temps de l'horizon est élevée, plus le surdimensionnement par rapport à la situation actuelle est important.

Le choix de l'horizon du projet est essentiellement un choix de politique d'investissement. Les projections deviendront incertaines avec un horizon éloigné. Par exemple, il est très difficile de prévoir les habitudes d'utilisation de l'eau d'une population dans 10 ans, et encore moins dans 20 ou 25 ans. Afin de faire des projections réalistes, il faut utiliser les informations disponibles sur la situation actuelle, en supposant que les tendances actuelles seront valides dans l'avenir.

La disponibilité des fonds d'investissement, et la façon dont ils sont utilisés, sont un facteur important. En règle générale, un horizon de temps plus court s'accompagne de coûts d'investissement moindres pour un AEP, car les infrastructures sont plus petites. Un horizon de temps plus long amène à mieux prendre en compte les générations futures mais implique des investissements plus élevés. Les durées de vie techniques habituelles des différentes composantes du système solaire sont un facteur important à prendre en compte. Ces durées de vie peuvent être estimées comme suit :

Figure 28. Tableau de durée de vie des éléments d'un système

Composantes du système	Durée de vie en années
Forage	20 – 25
Pompe	5 – 10
Convertisseurs électriques	10 - 12
Panneaux solaires	20 – 25
Château d'eau	20 – 25
Réservoir d'eau, en béton ou acier.	20 – 25
Réservoir d'eau, Polyéthylène	10 – 15

Le choix de l'horizon est aussi une question de planification et de gestion financière. Si on choisit un horizon de 10 ans, est-ce que cela veut dire que le système sera également amorti dans dix ans, même si la plupart des éléments ont une durée de vie beaucoup plus longue ? Prévoyez-vous des réserves financières pour l'extension ou le remplacement des éléments du système ? Ces réserves sont-elles incluses dans le prix de l'eau ? Si oui, comment gérez-vous ces économies ? Si non, comment peut-on garantir les investissements nécessaires dans l'avenir et la continuité de la fourniture de l'eau ?

Chaque choix d'horizon a ses avantages et ses inconvénients. Une fois le système d'alimentation en eau est construit, il existe peu de marge de manœuvre. On peut rajouter du volume de stockage, mais cela coûte cher. Une plus grande flexibilité est possible selon le type de pompe installée et en faisant également varier le nombre de panneaux solaires. La pompe est l'élément avec la durée de vie la plus courte, donnant la possibilité d'installer une pompe de plus grande capacité tous les 5-10 ans si nécessaire (et si la capacité du forage permet)

4.2.2 La population et le facteur démographique

L'estimation de la population au moment de l'horizon du projet (P_n) est calculée en fonction de la population actuelle P_0 et du facteur d'accroissement de la population T_c et du nombre d'années (n) de l'horizon, en utilisant la formule suivante :

$$P_n = P_0(1 + T_c)^n$$

Le tableau ci-dessous présente les valeurs du coefficient multiplicateur (P_n / P_0) pour différents horizons de projet et les facteurs de croissance :

Figure 29. Tableau des valeurs du coefficient multiplicateur pour différents horizons et accroissements

Facteur d'accroissement T	Horizon en années n >				
	5	10	15	20	25
$T_c = 2,0 \%$	1,10	1,22	1,35	1,49	1,64
$T_c = 2,5 \%$	1,13	1,28	1,45	1,64	1,85
$T_c = 3,0 \%$	1,16	1,34	1,56	1,81	2,09

Souvent, le facteur d'accroissement de la population à utiliser est donné dans les normes et standards nationaux de conception. En Mauritanie, la population à desservir est celle prévue dans les 20 ans suivant l'année de réalisation des études de projet (A0+20). Un taux de croissance démographique annuel moyen lissé et réaliste est évalué à partir des deux derniers recensements à l'échelle de la localité, de la commune et de la Moughataa.

4.2.3 Le facteur de service

Le facteur de service (TD) est le pourcentage de la population desservie par le réseau d'eau. Ce facteur est établi par les politiques et les objectifs du projet d'investissement. Il est utilisé comme coefficient multiplicateur, pour calculer le nombre de personnes desservies par le système. La valeur de TD ne peut pas dépasser 1,00. Habituellement, la valeur est comprise entre 0,80 et 0,95. Pour calculer le nombre de personnes P_{ser} desservies par l'eau du système, il faut multiplier P_n avec TD :

$$P_{ser} = TD \times P_n = TD \times [P_0(1 + T)^n]$$

4.2.4 Consommation spécifique.

La consommation spécifique est la C_{sp} , consommation (hypothétique) d'eau par personne par jour, exprimée en litres / habitant / jour (l / h / j) ou en litres / jour / habitant (l / j / h).

Cette valeur est définie par les objectifs et les stratégies du projet. Il est souvent motivé par les normes nationales ou internationales de consommation d'eau communément reconnues. L'alternative est se baser sur des niveaux de consommations comme mesurées dans des systèmes existants, ce qui résulte en calculs plus réalistes.

La consommation totale est calculée par la formule suivante :

$$C_{tot} = P_{ser} \times C_{sp} \text{ litres /jour}$$

En Mauritanie, la consommation spécifique pour le dimensionnement des infrastructures pour l'AEP rurale et semi-urbaine est de 20 litres par jour et par personne.

4.2.6 Autres besoins en eau

Selon la politique du projet, il est possible que d'autres besoins en eau soient pris en compte, comme les besoins en eau pour les écoles, les mosquées, les églises, les postes de soins ou les cliniques, ou pour les besoins du bétail.

En Mauritanie, une dotation spécifique est ajoutée selon les orientations du projet pour les besoins suivants de l'année A0 :

- 3 litres/jour par élève
- 5 litres par consultation pour les structures de santé
- 20 litres par jour par lit d'hôpital
- 0,3 m3/jour par marché
- 0,1 m3/jour par mosquée
- 5 litres/jour par ovin et caprin

4.3 Calcul des impératifs de production

Après avoir calculé les besoins en eau, deux facteurs sont habituellement pris en compte pour déterminer les exigences de la production : les pertes d'eau du système et les jours de pointe d'utilisation de l'eau.

4.3.1 Efficacité du système

L'efficacité du système E est le pourcentage d'eau produite effectivement consommée (et payée) par les usagers. L'eau produite mais non consommée ou non payée est la perte d'eau. On distingue deux causes principales de pertes physiques : les fuites sur le réseau (tuyaux et accessoires), et les pertes causées par des branchements illégaux. Il ne faut pas oublier que le plus souvent il y a aussi des pertes administratives à cause du non-paiement des factures. Du point de vue de l'exploitation, toutes les pertes sont aussi importantes.

On utilise le facteur $1 / E$ pour calculer les besoins de la production à partir des besoins de consommation. Dans les systèmes nouvellement construits, on suppose une efficacité de 90 - 95%.

4.3.2 Coefficient de pointe journalier

Pour la quasi-totalité des jours, on peut supposer que la consommation d'eau est égale à la moyenne. Toutefois, certains jours de l'année on peut enregistrer une demande en eau exceptionnellement élevée, qui peut être causée par plusieurs causes, comme une fête dans le village, une journée exceptionnellement chaude, ou tout autre raison. Dans certains cas, un facteur de crête jour est utilisé comme coefficient multiplicateur pour le dimensionnement de l'AEV. On prend habituellement pour ces jours de pointe un coefficient compris entre 1,1 et 1,4.

L'utilisation de ce coefficient dépend de la politique du projet qui doit déterminer sa valeur. Comme nous l'avons vu, l'AEV est déjà conçu pour le mois le plus critique. Pour les autres mois, le système est déjà suffisamment dimensionné pour répondre aux exigences de pointe de la journée.

Le facteur de pointe journalier est utilisé comme coefficient multiplicateur entre la demande moyenne en eau et la capacité de production requise du système.

4.3.3 Coefficient de pointe quotidien

Il est utilisé pour prendre en compte les variations de la consommation d'eau au cours de la journée. Habituellement au milieu rural, il y a deux périodes de pointe de consommation pendant la journée dans une communauté : une le matin, entre 7h00 et 09h00, et une autre le soir entre 17h00 et 19h00.

Ce coefficient est utilisé pour calculer le volume de stockage de l'eau, et pour le calcul des diamètres de la tuyauterie du réseau de distribution. Il n'entre pas dans le calcul de l'ensemble des besoins de production d'eau par jour.

4.4 Collecte de données

Une des plus grandes exigences dans la conception d'un système d'eau potable est la connaissance des données concernant la population et l'utilisation de l'eau. Il est très important de connaître avec exactitude les données issues de la population lors de la conception d'un nouveau système et les données concernant l'utilisation de l'eau de l'AEP existant afin de modifier le système, et d'établir la planification financière (combien d'argent sera reçu), etc. Les données de consommation d'eau doivent être collectées quotidiennement et tout au long des années pour permettre de calculer la croissance du système. L'enregistrement de la production se fait avec un compteur d'eau installé à la sortie de la tête du forage.

Module 5 Le forage

5.1 Introduction

En principe tous les types de sources d'eau peuvent être utilisés pour les systèmes d'adduction d'eau potable comme les lacs, les rivières, les sources et les eaux souterraines. Les eaux souterraines sont souvent disponibles et déjà mobilisées en zone rurale par les populations des villages (puits). En de nombreux endroits, elles sont disponibles en grande quantité et elles peuvent être captées à un coût relativement faible et consommées sans traitement. En Mauritanie, la majorité des AEP utilisent des eaux souterraines. Ce chapitre décrit brièvement les moyens et les techniques de captage, les procédures de construction et les exigences de qualité.

5.2 Le captage des eaux souterraines

L'eau souterraine peut être captée par des puits et des forages. Les puits sont réalisés manuellement et ils permettent de stocker un certain volume d'eau. Ils sont relativement faciles à construire. Cependant, ils sont vulnérables à la contamination causée par les activités agricoles, les animaux, les mauvaises conditions d'hygiène. Généralement les puits ne sont pas utilisés pour les AEP car ils ont un faible débit.

Les forages, en revanche, représentent une part importante de source d'alimentation des AEP solaires. La nature du forage influence les caractéristiques et le choix des pompes. S'ils sont correctement conçus et entretenus, les forages sont moins vulnérables à la sécheresse ou aux baisses de niveau d'eau. Ils peuvent être conçus pour exploiter plusieurs nappes phréatiques, et ils sont moins vulnérables à la contamination ; souvent, l'eau de forage ne nécessite aucun traitement avant consommation. S'ils sont correctement réalisés, ils peuvent offrir des débits importants selon la nature du sous-sol. L'investissement initial est l'inconvénient majeur du forage. Ils nécessitent également l'aide d'une expertise spécialisée et des équipements lourds et onéreux.

5.3 Les techniques de forage

La technique motorisée est le moyen le plus rapide de construire un forage. Un forage peut être réalisé en un ou deux jours, en fonction de la profondeur, du diamètre et de la nature du sol. Il existe toute une gamme de techniques de forages dont les caractéristiques ne seront pas abordées dans ce module : la technique du rotary pour les sols tendres et la technique du marteau fond de trou pour les sols durs.

Les ateliers de forage mécanique sont coûteux, et leur fonctionnement nécessite beaucoup d'entretien, de la main-d'œuvre qualifiée ainsi qu'un accès à des pièces de rechange. En raison de leur poids et leur taille, ils sont souvent montés sur un camion ou une remorque et ils offrent un accès limité aux zones enclavées. Il est important d'établir un cahier des charges précis avec l'entrepreneur sur la qualité exigée et la planification des travaux, car le forage est un composant majeur du système d'adduction d'eau.

Figure 30. Atelier de forage mécanique



Une autre option consiste à forer à la main, de manière à réduire le prix d'un forage par un facteur 4 à 10 par rapport à un forage motorisé.

Les techniques de forage utilisées sont la tarière, le lançage à l'eau, la percussion et le forage à la boue. Les techniques manuelles de forage sont une bonne alternative et à faible coût dans des situations où la profondeur de l'aquifère ne dépasse pas 35 mètres et où il n'y a pas de couches dures (roche).

Figure 31. Forage manuel

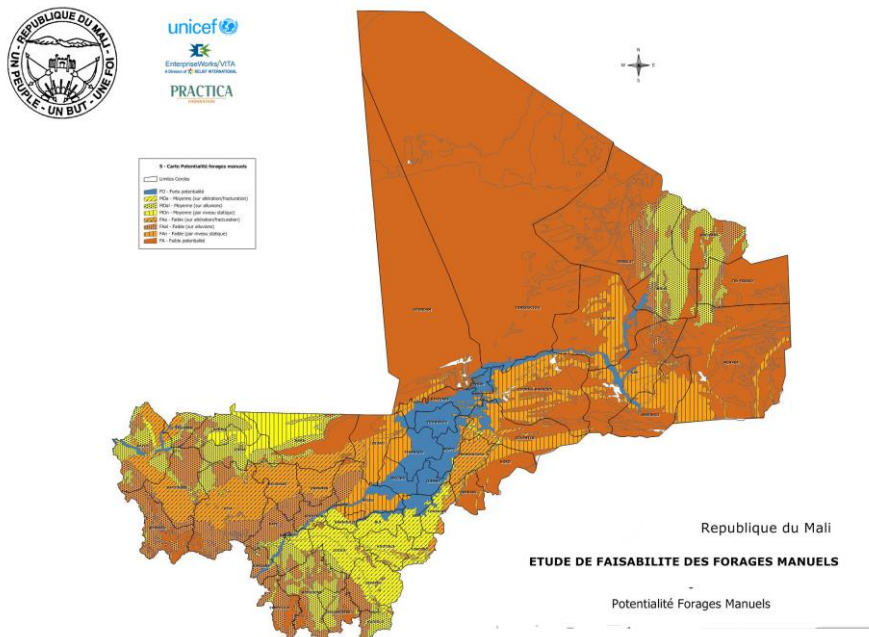


Un forage n'est pas seulement un trou dans le sol. Il doit être bien conçu, construit professionnellement et soigneusement réalisé. Les forages sont forés jusqu'à une profondeur où un aquifère suffisamment productif. En moyenne, les forages ont une profondeur de 30 à 60 mètres avec un diamètre de 150-250 mm, bien qu'il y ait de nombreux exemples de forages plus profonds. Lorsque la profondeur finale est atteinte, les crépines et le cuvelage sont installés. La crépine est placée à l'endroit où l'eau de la nappe pénètre dans le trou de forage afin d'être pompée. Un massif filtrant, un joint d'étanchéité sanitaire et un joint de surface viennent compléter l'équipement du forage.

5.4 Implantation du forage

Choisir un site de forage est une tâche essentielle afin d'assurer un approvisionnement en eau sûr et fiable à partir des eaux souterraines. L'hydrogéologue cartographie et d'évalue les ressources en eaux souterraines dans une zone donnée. Ce travail est réalisé grâce à l'observation de cartes (topographiques, géologiques), d'images satellites, de photos aériennes, d'observations sur le terrain (cartographie géologique, étude de la végétation, etc.), d'études (littérature, des rapports de terrain, connaissances locales, etc.) et d'investigations de terrain à l'aide de différentes méthodes de mesure. Couramment l'hydrogéologue a recourt à des méthodes des géophysiques basées sur des mesures électromagnétiques ou de résistivité.

Figure 32. Carte de faisabilité forage manuel



5.5 Coupe de forage

Tous les travaux de forages doivent nécessairement être accompagnés d'un ensemble d'informations essentielles pour leur équipement (pose des crépines et du cuvelage), ainsi que pour l'installation correcte de la pompe.

Après les travaux de forage, les informations suivantes doivent nécessairement être disponibles :

- La profondeur du forage
- Une description de la lithologie du sol ;
- Le diamètre du forage et du cuvelage
- La profondeur de l'aquifère capté
- Le niveau d'eau statique
- Le rabattement (essai de pompage)
- La qualité de l'eau
- Le plan d'équipement du forage (mise en place de la crépine, du cuvelage et remplissage de l'espace annulaire)

Toutes ces données doivent apparaître sur la coupe de forage. Idéalement, la coupe de forage doit être archivée dans la base de données des infrastructures en eau du pays, et être disponible au besoin pour la réparation ou la réhabilitation du forage. La coupe de forage est accompagnée de la fiche d'essai de débit.

5.6 Installation et réalisation du forage

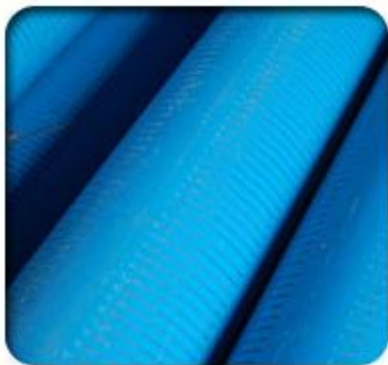
Dans chaque pays, il existe des règlements et des normes strictes pour les matériaux utilisés dans l'installation et la réalisation d'un forage.

5.6.1 Cuvelages et crépines

Le cuvelage est généralement en matière plastique, PVC pression (certification internationale). Le diamètre nominal intérieur est souvent compris entre 125 et 200 mm (parfois plus) avec une épaisseur de paroi de plus de 4 mm.

Les fentes du cuvelage sont appelées crépines ou filtres. Elles sont de diamètre identique au cuvelage, de façon à être assemblées avec le tuyau plein. La taille des fentes des crépines doit correspondre à la taille des grains de sable du massif filtrant choisi : 0,2 à 0,5 mm. Les crépines sont installées au niveau de la formation la plus perméable de l'aquifère

Figure 33. Crépine PVC



5.6.2 Développement du forage

Après l'installation du cuvelage, des crépines et du massif filtrant, le fluide de forage (boue) doit être pompé.

Le développement du forage à trois objectifs :

- 1) Enlever le fluide de forage et les matériaux fins contenus dans l'aquifère
- 2) Optimiser la circulation de l'eau hors de l'aquifère
- 3) Créer une zone de filtration autour du massif filtrant

Il existe différentes méthodes pour le développement des forages utilisant des pompes immergées, des motopompes et des compresseurs (air lift). Les explications relatives à ces méthodes sont assez complexes et ne sont pas traitées dans le manuel de formation.

5.6.3 Tests de pompage

Après le développement du forage, un test de pompage est effectué afin de déterminer le débit maximal que l'aquifère peut durablement fournir en continu sans que l'eau ne descende en dessous du niveau haut des crépines. Ce débit permet de déterminer la quantité maximale d'eau que le forage

peut fournir. Une pompe immergée est utilisée pour effectuer l'essai de débit en plusieurs paliers, durant lesquels on relève le niveau dynamique de l'eau et le rabattement de la nappe. Souvent, des tests simplifiés sont conduits, par exemple, pour vérifier si le forage peut fournir de 700-1000 l / h, correspondant au débit d'une pompe à motricité humaine.

La documentation de l'essai de pompage est, tout comme la coupe de forage, une documentation importante qui doit être accessible et disponible en cas de besoin.

5.6.4 La tête de forage

La tête de forage est connectée au tuyau de refoulement venant de la pompe immergée. Elle relie le forage aux tuyaux conduisant l'eau jusqu'au réservoir de stockage. Plusieurs accessoires sont installés sur le tuyau de refoulement, tels que valves anti-retour, débitmètre, ventouse, manomètre.

Le diamètre de la tête forage est important puisque les systèmes solaires ont en général des débits supérieurs aux autres systèmes. Le diamètre de la tête de forage peut être calculé avec l'équation de Bresse (diamètre économique):

$$D = 1,5 \times Q^{0,5}$$

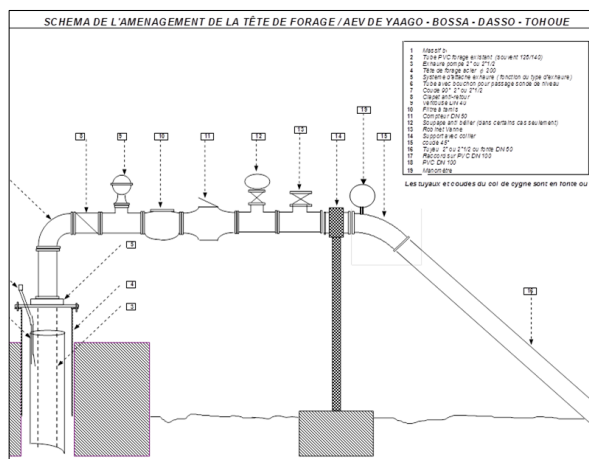
Avec : D = diamètre en mm

Q = débit maximum en m³/s

Le tableau suivant indique les diamètres utilisés :

Q < 10,5 m ³ /h	D = 50 mm
Q < 15,0 m ³ /h	D = 60 mm
Q < 18,0 m ³ /h	D = 65 mm

Figure 34. Exemple de tête de forage



5.7 Caractéristiques du forage

5.7.1 Diamètre du forage

Le diamètre du forage est le facteur limitant pour la taille et la capacité de la pompe qui peut être installée. La plupart des forages ont un diamètre de 125 mm, soit 4,9 pouces environ, autorisant l'installation de pompes de 4 pouces de diamètre (125 mm).

En général, les pompes de grand diamètre sont plus performantes et plus efficaces. Une pompe de 5 pouces sera 10% plus efficace qu'une pompe de 4 pouces. Cette différence de 10% entraîne une réduction d'environ 15% de l'énergie nécessaire à la sortie du réseau de panneaux solaires, et une diminution du nombre de panneaux. Il peut être utile de réaliser une comparaison financière entre un forage de diamètre plus élevé pour recevoir une pompe de 5 pouces, qui demandera moins de panneaux solaires, et un forage de diamètre 125 mm qui en nécessitera davantage.

5.7.2 Rabattement de la nappe au débit maximal

Le rabattement maximal de la nappe est mesuré lors du test de pompage. Pendant le pompage, le niveau d'eau dans le forage va diminuer par rapport au niveau statique, cette différence de niveau est appelée rabattement de la nappe. Le rabattement est pris en compte dans les calculs de la charge hydraulique et les calculs de puissance, requises pour le fonctionnement du système. (Voir module 6).

Généralement, les pompes solaires pompent l'eau en moins de temps que les systèmes thermiques, leur débit (m^3/h) est souvent plus grand (si le forage le permet). Le rabattement dans le forage risque d'être plus important et la charge hydraulique requise plus grande.

5.8 Aspects financiers

Dans les zones où les forages sont coûteux à réaliser avec des débits très faibles, le pompage solaire ne fonctionne que sur une durée très limitée dans la journée. Une pompe thermique fonctionnant 20 heures par jour produit un volume d'eau plus important. Pour le même investissement le coût du m^3 pompé sera plus élevé avec un pompage solaire. Les systèmes solaires ne sont pas toujours les plus économiques.

Module 6 Charge hydraulique et choix du type de pompe

6.1 Introduction

Après avoir calculé les besoins en eau, la prochaine étape du dimensionnement du système est le calcul de la charge hydraulique permettant le choix de la pompe la mieux appropriée pour le système retenu.

6.2 Calcul de la Hauteur Manométrique Totale

La hauteur manométrique totale (Hmt) est une hauteur, exprimée en mètres. Elle se compose de la charge hydraulique statique et de la charge hydraulique dynamique.

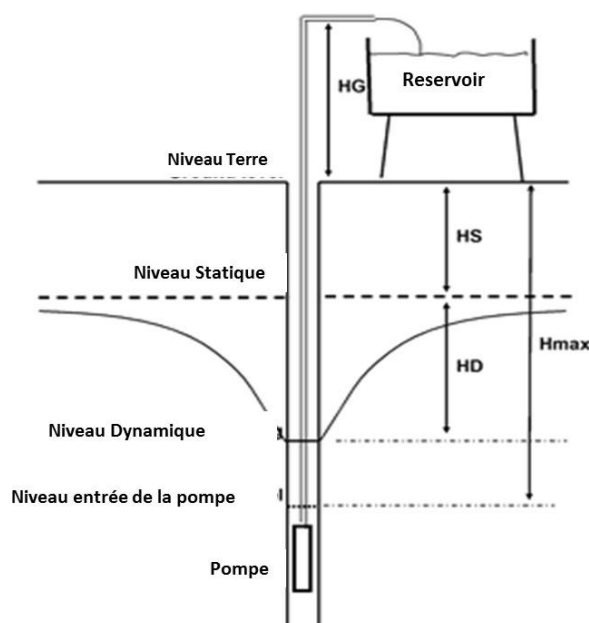
La charge hydraulique statique est la charge hydraulique lorsque la pompe ne fonctionne pas. Elle dépend de deux éléments :

- 1) Le niveau statique de la nappe dans le forage par rapport au terrain naturel. Elle est Indiquée par HS dans le schéma ci-dessous.
- 2) La différence de hauteur entre la partie supérieure du réservoir de stockage d'eau et du terrain naturel au niveau du forage, notée HG dans le tableau ci-dessous.

Lorsque la pompe fonctionne, deux hauteurs supplémentaires doivent être rajoutées pour calculer la hauteur manométrique totale :

- 3) Le rabattement : c'est la différence de hauteur entre le niveau dynamique et le niveau statique dans le forage. Le rabattement est déterminé à partir des essais de pompage. Il est noté par HD dans le schéma ci-dessous.
- 4) La perte de charge causée par la friction de l'eau dans la conduite d'eau de refoulement jusqu'au réservoir de stockage de l'eau.

Figure 35. Charges hydrauliques



Les pertes dépendent :

- 1) Du diamètre de la canalisation. Plus ce diamètre est important, moins il y a de pertes de charge.
- 2) De la longueur de la canalisation de refoulement. Le frottement total est proportionnel à la longueur du tuyau.
- 3) De la rugosité interne fonction du type de tuyau utilisé. Un tuyau très lisse a moins de friction qu'un tuyau avec une surface plus rugueuse.
- 4) Du débit transité dans la canalisation de refoulement. Plus le débit est élevé, plus la friction est grande.
- 5) Du type de clapets, vannes, compteurs, etc.

L'équation de Williams –Hazen est utilisée pour calculer les pertes par frottement dans la canalisation :

$$\Delta H_L = (10,69 \times Q^{1,85} \times L) / (k^{1,85} \times D^{4,87})$$

Dans laquelle :

J = 10,69 = la perte hydraulique par mètre de canalisation
Q = le débit en m³ / s
L = la longueur de la canalisation en m.
K = coefficient Williams-Hazen pour la rugosité de la conduite (150 pour tuyaux PVC et PE)
D = diamètre de la canalisation en m.

Dans ce module, l'utilisation de cette équation a seulement pour but de calculer les pertes par frottement. Le plus souvent, des logiciels comme Epanet ou des abaques sont utilisées, dans laquelle sont indiquées les pertes hydrauliques pour une certaine longueur de tuyau, avec un certain diamètre et pour un certain type d'écoulement de l'eau.

En observant de plus près l'équation, on observe que le diamètre de la canalisation est un facteur influençant fortement les pertes par frottement. Le coefficient de ce dernier est de 4,87. Doubler le diamètre de la canalisation réduit donc le facteur de friction (= charge dynamique) de $2^{4,87} = 29,2$!

Il est prudent d'inclure dans les calculs une certaine marge, afin de permettre une augmentation possible de la perte de charge au fil des ans, ou pour anticiper une baisse du niveau de la nappe.

Comme on le verra plus tard, il est important pour les systèmes solaires de maintenir la charge hydraulique, et donc les pertes de charge, aussi faibles que possible.

6.3 Types de pompes

Il existe une large gamme de pompes solaires allant jusqu'à une hauteur manométrique totale de 200 m et avec des débits jusqu'à 250 m³ / jour et plus. Les technologies de pompage solaire continuent de s'améliorer. Il est important d'avoir la pompe la plus efficace possible, car la différence de coût n'est pas élevée entre deux pompes d'efficacité différente, comparé au coût additionnel d'une surface de panneaux PV plus grande.

Il existe différents types de pompes sur le marché avec différentes caractéristiques. Les modèles les plus répandus sont les pompes à piston, les pompes à diaphragme, les pompes rotatives hélicoïdales, les pompes centrifuges, les pompes à turbine profondes et les pompes à hélice axiale.

Pour l'installation d'une pompe immergée dans un forage, les deux types de pompes les plus couramment utilisées sont la pompe centrifuge et la pompe rotative hélicoïdale excentrée.

6.3.1 La pompe centrifuge

La pompe immergée centrifuge est le type de pompe le plus souvent utilisé dans les forages. Une turbine tourne à très haute vitesse dans un boîtier, appelé un étage. La turbine éjecte l'eau radialement vers l'extérieur du boîtier grâce à la force centrifuge. Si la pression souhaitée est supérieure à ce que peut produire un étage, des étages supplémentaires sont rajoutés (pompe centrifuge multi-étage).

Figure 36. Schéma de la pompe centrifuge à étage unique

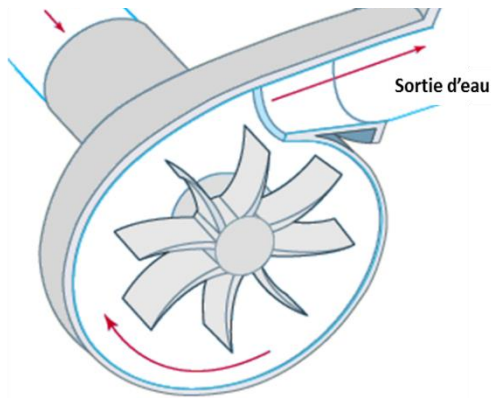
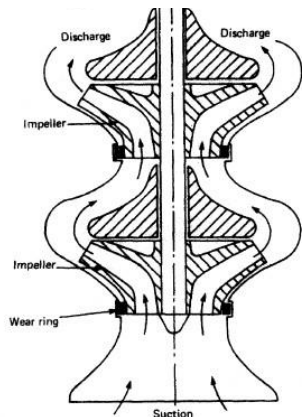


Figure 37. Pompe centrifuge à plusieurs étages

Une pompe centrifuge doit tourner à une certaine vitesse pour pouvoir dépasser la charge statique et permettre le pompage de l'eau vers le réservoir de stockage. Par conséquent, une pompe centrifuge ne peut pas pomper tôt le matin ou tard dans l'après-midi, même lorsque les panneaux reçoivent de l'énergie solaire, car la vitesse de rotation n'est pas suffisante pour amorcer le pompage.

Deuxième conséquence : plus la charge statique est grande, plus le temps de pompage d'un système solaire avec pompe centrifuge immergée est réduit.

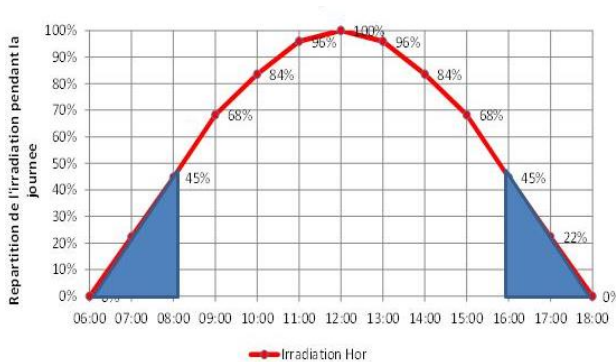


Nombre d'heures de pompage avec une pompe centrifuge

Le graphique ci-dessous montre le niveau de rayonnement solaire capté sur un panneau solaire placé horizontalement. Sur l'axe horizontal, les heures de la journée indiquent 6.00 heures du matin à 18.00 heures le soir. Sur l'axe vertical, le pourcentage de rayonnement est indiqué par rapport au niveau maximal de rayonnement solaire reçu à midi. Par exemple à 9h00 du matin, l'énergie solaire reçue par le panneau est à 68% du maximum de la journée.

Pour une pompe centrifuge, une certaine puissance minimum est requise avant que les roues tournent assez vite pour atteindre la hauteur manométrique requise. En début de matinée et en fin d'après-midi, le rayonnement n'est pas assez fort pour produire de l'eau. Cette période est indiquée dans le graphique par la surface bleue. Sur ce graphique (les conditions et caractéristiques de la pompe pouvant être bien différentes), on peut voir que les heures de pompage sont limitées entre environs 8h00 du matin à 16h00 le soir.

Figure 38. Ensoleillement sur un plan horizontal



Si la pompe est conçue pour fonctionner à une fréquence de 50 Hz AC (ce qui est la fréquence de la plupart des pompes, soit autour de 3.000 tr/min) à capacité maximale, cela signifie que la pompe n'atteint sa capacité maximale qu'à midi. Avant et l'après-midi, le débit est inférieur à ce maximum.

Dans le tableau ci-dessous, le débit a été calculé en fonction de l'ensoleillement et de l'heure de la journée. Dans cet exemple, une pompe centrifuge Grundfos SP8A-30 a été utilisée.

Figure 39. Production journalière d'une pompe solaire centrifuge

Heure	% du max ensoleillement	Débit de SP8A-30 in m ³ /hr	% du débit journalier
06:00	0%	0	
07:00	22%	0	
08:00	45%	1,0	4,5%
09:00	68%	7,3	10,8%
10:00	84%	8,8	13,1%
11:00	96%	9,6	14,2%
12:00	100%	10,0	14,8%
13:00	96%	9,6	14,2%
14:00	84%	8,8	13,1%
15:00	68%	7,3	10,8%
16:00	45%	1,0	4,5%
17:00	22%	0	
18:00	0%	0	
Day total	730%	61,4	100%

Le tableau montre **que la production quotidienne de cette pompe centrifuge est d'environ l'équivalent de 6 fois le débit maximal (réalisé à midi)**. En effet, le débit total du jour est 61.4 m³ et le débit maximal à 12.00 heure est 10.0 m³/heure.

Le débit maximal est limité soit par la capacité maximale de pompage, soit par la capacité maximale du forage. A midi, une pompe ne peut pas fournir un débit supérieur au débit maximal du forage, la production journalière maximale d'eau de la pompe centrifuge est d'environ 6 fois le débit maximal du forage.

Afin de rentabiliser le forage, il faut déterminer le nombre maximal d'heures par jour de pompage. Plus il y aura de panneaux solaires installés, plus tôt débutera la production d'eau de la pompe centrifuge, mais cela sera aussi plus coûteux.

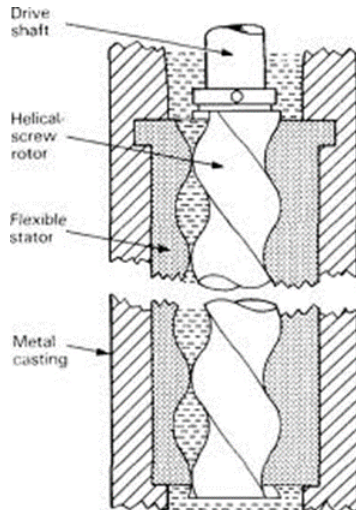
6.3.2 La pompe à vis hélicoïdale excentrée

Un autre type de pompe utilisé également comme pompe immergée est la pompe à vis hélicoïdale excentrée. Ces pompes ont un rotor en spirale, généralement en acier inoxydable, qui tourne à

l'intérieur d'un stator hélicoïdal souple en caoutchouc, résistant à l'usure du frottement du métal. Comme le rotor tourne, les surfaces hélicoïdales forcent l'eau par déplacement positif. Le débit de sortie de l'eau est proportionnel à la vitesse de rotation, donc facilement modifiable. Aucun clapet n'est nécessaire pour ce type de pompe, parce que le rotor et le stator constituent un clapet contre le reflux.

Le débit d'eau maximal de ce type de pompe est d'environ $3 \text{ m}^3 / \text{h}$ ($= 18 \text{ m}^3 / \text{jour}$), uniquement utilisable pour des petits AEV.

Figure 40. Pompe à vis hélicoïdale excentrée



6.3.3 Comparaison entre Pompe centrifuge et Pompe à vis hélicoïdale excentrée

Sensibilité au limon et au sable fin

Les pompes à vis hélicoïdale excentrée peuvent fonctionner sur une large gamme de puissances de pompage, et peuvent tolérer de petites quantités de limon ou de sable fin dans l'eau, sans usure ou dommage notable. Les pompes centrifuges sont plus sensibles à la présence de limon pour leur usure, et leur durée de vie est considérablement altérée.

Sensibilité aux faibles niveaux d'ensoleillement

L'avantage des pompes à vis hélicoïdale excentrée par rapport aux pompes centrifuges est qu'elles peuvent commencer à produire de l'eau dès qu'elles tournent, même si elles tournent lentement en raison de faibles niveaux d'ensoleillement en début de matinée ou en fin d'après-midi. Par conséquent, la production quotidienne d'une pompe à vis hélicoïdale excentrée est d'environ 7 fois le débit maximal, tandis que la production quotidienne d'une pompe centrifuge est de l'ordre de 6 fois le débit d'eau maximal. Le choix d'une pompe à vis hélicoïdale excentrée peut être motivé lorsque la capacité du forage est un facteur limitant.

Efficacité à différents niveaux d'ensoleillement et à différentes vitesses de rotation

La pompe centrifuge est efficace uniquement pour une gamme spécifique de débit correspondant à une hauteur manométrique totale pour laquelle elle a été conçue. Lors de son utilisation en dehors de sa plage de conception, l'efficacité d'une pompe centrifuge chute considérablement. Une pompe à vis hélicoïdale excentrée fonctionne efficacement pour un large éventail de conditions de pompage : on observe une constance de la courbe de rendement en fonction des plages de vitesses de rotation.

Sensibilité à la hauteur manométrique totale

Les pompes centrifuges fonctionnent plus efficacement pour de faibles hauteurs manométriques totales. L'efficacité des pompes à vis hélicoïdale excentrée diminue avec le diamètre du forage. Les pertes par friction deviennent plus importantes que la puissance nécessaire pour l'élévation de l'eau. Il n'est donc pas surprenant que des fournisseurs comme Grundfos et Lorentz utilisent des pompes centrifuges pour des conditions où la hauteur manométrique totale est comprise entre 20 à 30 m, et ils passent à des pompes à vis hélicoïdale excentrée pour les forages profonds. A un débit de 25 m³/h l'utilisation d'une pompe centrifuge est mieux adaptée.

Conclusions pour le choix d'une pompe

1. Pour les hauteurs manométriques totales entre 20 et 30 mètres, une pompe centrifuge est la mieux appropriée. Pour des forages plus profonds, une pompe à vis hélicoïdale excentrée est préférée.
2. Lorsque la capacité du forage est tout juste suffisante pour répondre aux besoins quotidiens en eau, une pompe à vis hélicoïdale excentrée est la plus appropriée, car elle permet plus d'heures de pompage avec les mêmes conditions d'ensoleillement.
3. Avec des débits (très) élevés, une pompe centrifuge est mieux appropriée.
4. Les pompes à vis hélicoïdale excentrée sont moins sensibles au sable et au limon par rapport à leur usure.

6.4 Diamètre des forages et capacité des pompes

Le diamètre du forage détermine quel type de pompe doit être installé. En Mauritanie, la plupart des forages des AEP ont un diamètre de 125 mm. Les plus grands modèles de pompes centrifuges Grundfos qui peuvent être installées pour ce diamètre de forage sont les suivants :

Type de pompe	<u>Q_{max}</u>	<u>H_{max}</u>
○ SP8A-44 :	10 m ³ /hr	150 m
○ SP14A-25 :	18 m ³ /hr	70 m

Ce sont des pompes centrifuges, avec un maximum de 6 heures de pompage par jour, pour une capacité de production maximale de 60 à 108 m³ par jour. Au-delà de 60 m³ par jour, la hauteur manométrique totale ne peut pas dépasser 70 mètres.

6.5 Diamètre de forage et efficacité de la pompe

Un diamètre de forage de 125 mm permet l'installation de pompes de petit diamètre. Ces pompes ont un rendement inférieur à celui des pompes installées dans un forage de 150 mm. Avec ce diamètre on peut installer des pompes d'un rendement supérieur de 10%, impliquant l'augmentation de 15% la capacité du réseau solaire.

Dans certaines situations, un diamètre de forage plus grand a un impact positif sur le rendement de celui-ci, car la surface de filtration de l'eau à travers les crépines est un peu plus grande. Il est donc recommandé l'installation d'un forage d'un diamètre d'au moins 150 mm, en particulier dans les zones où les nappes phréatiques sont abondantes et les besoins en eau sont relativement élevés.

6.6 Entretien de la pompe et durée de vie

La durée de vie d'une pompe dépend en grande partie du nombre d'heures de pompage. Une pompe qui est utilisée durant 2 heures par jour peut fonctionner deux fois plus longtemps qu'une pompe utilisée 4 heures par jour.

L'entretien d'une pompe immergée est plus compliqué, car la pompe doit être retirée du forage. Pour réaliser cette opération, la tête de forage doit être enlevée et la pompe soulevée hors du forage. L'entretien de la pompe et la maintenance sont coûteux, car dans la plupart des cas, c'est un travail spécialisé que peu de techniciens savent faire correctement. Donc, les coûts de main-d'œuvre et de transport peuvent être très élevés.

Les moteurs à balais nécessitent un remplacement régulier des brosses de la pompe, environ tous les un ou deux ans, selon la qualité de la pompe. Il est donc recommandé l'utilisation d'un moteur sans balai.

Afin de prolonger sa durée de vie, certains fabricants recommandent un entretien de la pompe tous les 2 à 3 ans. Cependant, il est préférable d'observer la performance de la pompe (débit à une certaine vitesse de la pompe). Lorsque la performance baisse de 10% ou plus, il faut regarder la pompe pour trouver la cause. Dans les cas où l'eau est propre, les pompes immergées n'ont presque pas besoin d'entretien.

6.7 Choix de la pompe

Le choix d'une pompe peut être réalisé en utilisant les courbes de performance de la pompe qui montrent les caractéristiques de fonctionnement de la pompe solaire. La plupart des fournisseurs de pompes ont des logiciels et des services en ligne sur internet pour la sélection et le dimensionnement des pompes pour des valeurs spécifiques d'ensoleillement, de débit, et de hauteur manométrique.

Le pompage solaire est un secteur dynamique, en pleine croissance et qui évolue rapidement.

Le concepteur du projet peut avoir besoin de rechercher les différentes pompes solaires disponibles sur le marché au moment de l'élaboration du projet.

Module 7 Dimensionnement d'une installation solaire

7.1 Introduction

Le calcul exact des systèmes électriques solaires est complexe. Comme nous l'avons vu dans les modules précédents, la puissance des panneaux solaires varie au cours de la journée et de l'année. A ces variations de puissance s'ajoutent des variations de la vitesse de la pompe, et donc de rendement et d'efficacité de la pompe et du moteur. Le rendement de la charge dynamique varie aussi, et tout cela influe à nouveau sur le débit de la pompe.

Par conséquent, des logiciels informatiques sont utilisés pour le dimensionnement des systèmes solaires. Le logiciel calcule toutes les variables et leurs interdépendances. La plupart des fabricants de pompes solaires utilisent un logiciel pour dimensionner les pompes et les panneaux solaires.

Il est cependant important d'avoir une idée de la façon dont ces calculs de dimensionnement sont effectués afin de comprendre les offres des fournisseurs. Comment le dimensionnement est réalisé pour être en mesure de commander correctement un système solaire.

7.2 Calcul de la puissance requise pour une installation solaire

Le calcul de la puissance nécessaire du générateur solaire peut être réalisé en suivant les étapes suivantes.

- 1) Calcul de la demande de la puissance hydraulique en sortie du système
- 2) Calcul de l'efficacité de pompage
- 3) Calcul de l'efficacité électrique du système
- 4) Calcul de l'efficacité du réseau solaire lui-même.

7.2.1 Calcul de la puissance hydraulique en sortie du système

Ce calcul peut être fait de diverses manières. Selon les sources les unités de mesures varient : Kilowatts, Kilojoules, Mégajoules. La conversion peut être effectuée en appliquant différentes étapes de calcul et de transformation des unités. Dans ce chapitre, nous indiquons un moyen simple et rapide de calcul.

Pour une bonne compréhension des équations utilisées, nous il faut débiter avec la formule générale de l'énergie potentielle. Chaque jour, les besoins journaliers de production d'eau (en m³) nécessitent l'élévation d'une certaine quantité d'eau à une certaine hauteur H, du forage au réservoir de stockage, en luttant contre la force de gravité. C'est le calcul de l'énergie potentielle pour la masse d'eau élevée.

L'équation générale pour l'énergie potentielle est la suivante :

$$E_{\text{pot}} = m \times g \times H$$

m = la masse d'eau levée (kg). Chaque m³ d'eau a une masse de 1000 kg.

g = la force constante de la pesanteur = 9,81 (m / s²)

H = la différence de niveau de hauteur = la hauteur manométrique totale (m)

Cette équation doit être ajustée légèrement à la situation. On fait le calcul de l'énergie par jour. Si Q est la demande d'eau par jour (m³/jour), Q est aussi la masse en tonne (attention m = Q x 1000 (kg/jour)). La formule de l'énergie requise par jour devient:

$$E/\text{jour} = 1000 Q \times 9.81 \times H = 9810 Q \times H. \text{ (unité : [kg}\cdot\text{m}^2/\text{s}^2\text{)]/jour ou bien Joules/jour).}$$

Maintenant, rappelez-vous que 1 kWh de énergie = la quantité d'énergie qui est générée par une puissance de 1000 Watt (=Joule/sec) appliquée pendant 1 heure ou bien 3600 secondes. Donc si on veut convertir Joules en kWh, il faut diviser par 3.600.000.

$$E/\text{jour} = \frac{1000 * Q * 9.81 * H}{3.600.000} \text{ ou } \frac{Q * 9.81 * H}{3.600} \text{ ou } 0.00273 Q * H \text{ (unité: kWh/jour)}$$

Q = besoin d'eau en m³ / jour

H = hauteur manométrique totale en m

7.2.2 Prise en compte des efficacités du système.

La valeur de E/jour peut être considérée comme la « valeur finale » de l'énergie utile à ajouter à l'eau : c'est l'énergie de sortie du système. Néanmoins, nous savons que tous les éléments du système ont leurs pertes d'énergie : pertes par friction dans la partie hydraulique du corps de la pompe, pertes électriques dans le moteur et les câbles, pertes d'énergie dans les convertisseurs et les boîtes de contrôle, pertes de puissance lors le vieillissement des panneaux, pertes liées à la poussière et la température des panneaux. De plus, une pompe centrifuge perd une partie de l'énergie solaire disponible, car elle ne pompe pas l'eau en début de matinée et en fin d'après-midi. Nous devons prendre toutes ces pertes en compte, pour calculer correctement la puissance requise du panneau solaire.

D'autres paramètres sont à considérer :

- Nous ne prenons pas en compte les pertes d'énergie dans la tête du forage et les tuyaux vers le réservoir de stockage, car elles sont déjà incluses dans les calculs de H.
- On peut obtenir un gain d'énergie en donnant aux panneaux un angle d'inclinaison. Toutes les données de rayonnement solaire sont liées à l'ensoleillement sur une surface horizontale, donc nous devons faire une correction pour cette inclinaison, et calculer sa valeur.

La manière correcte de calculer les pertes est d'utiliser les *efficacités* de tous les éléments du système. L'efficacité (ou rendement) est la proportion d'énergie utilisée pour le but final. Les pertes sont la proportion de l'énergie perdue pour le but final. Nous calculons avec des pourcentages.

Par exemple, si les pertes dans les câbles électriques sont 2%, le rendement des câbles est 100% moins 2% = 98%. Pour compenser les pertes, nous devons fournir plus d'énergie à l'entrée du câble d'alimentation, de sorte qu'à la sortie du câble d'alimentation la quantité souhaitée d'énergie est obtenue. L'équation générale est la suivante :

$$E_{\text{entrée}} = \frac{E_{\text{sortie}}}{\text{efficacité}}$$

Normalement, les éléments de systèmes *perdent* d'énergie, et l'efficacité a une valeur inférieure à 100%. Dans le cas d'un gain d'énergie (donc en donnant une inclinaison aux panneaux !) l'efficacité peut avoir une valeur supérieure à 100%.

On peut multiplier tous les rendements de tous les éléments du système pour calculer l'efficacité globale de l'ensemble du système.

Dans le manuel et dans l'étude de cas utilisée comme support pédagogique, nous séparons le système de pompage en trois sous-systèmes :

1. La partie hydraulique du système (=la pompe)
2. La partie électrique du système constituée du moteur de la pompe, des convertisseurs et des câbles.
3. Le réseau solaire lui-même, constitué par des panneaux solaires.

Nous voulons savoir combien d'énergie doit être produite par le réseau solaire pour la partie hydraulique du système (=la pompe).

D'une façon générale on calcule séparément l'efficacité *hydraulique* du système et l'efficacité *électrique* du système. Dans ce cas, la demande totale d'énergie E_{tot} du système peut être calculée avec l'équation suivante :

$$E_{tot} = \frac{E_{\text{jour}}}{\eta * \varepsilon} \quad (\text{Unité : kWh/jour})$$

E_{tot} = L'énergie produit par le réseau solaire

E_{jour} = L'énergie hydraulique requiert par jour

η = l'efficacité du système de pompage hydraulique.

ε = l'efficacité électrique

Exemple

Un système de pompage est conçu pour une production d'eau de 60 m³/ jour à une hauteur manométrique totale de 10 mètres. L'énergie hydraulique requiert E_{jour} est donc $60 * 9,81 * 10 / 3600 = 1.635$ kWh par jour.

Si le rendement hydraulique de la pompe est de 60%, cela signifie que l'énergie d'entrée soit $1,635 / 60\% = 2.725$ kWh / jour. Si l'efficacité électrique globale est de 40%, le réseau doit produire $2.725 / 40\% = 6,8125$ kWh/jour.

Une liste des rendements hydrauliques et électriques sont indiqués dans le tableau suivant.

Élément	Rendement	Observation
Pompe, partie hydraulique	+/- 60%	Dépend du type, courbe et charge
Moteur de la pompe	+/- 70%	Prenez charge moyenne de la pompe
Câbles	+/- 98%	Dépend de diamètre, longueur et matériel du câble
Convertisseur	+/- 90%	Dépend du type

7.3 Conception du réseau photovoltaïque

7.3.1 Inclinaison

Nous devons d'abord décider de l'inclinaison des panneaux solaires. Pour une optimisation générale de l'angle d'inclinaison, on choisit comme angle la latitude du site, mais jamais moins de 10%. Pour une optimisation avancée, en tenant compte des fluctuations saisonnières des besoins en eau et des niveaux d'ensoleillement se référer au paragraphe 3.8.

L'inclinaison se traduira par un gain d'efficacité des panneaux.

7.3.2 Ensoleillement disponible et ensoleillement utilisée.

L'ensoleillement disponible avec lequel on commence les calculs est l'ensoleillement (moyen) sur un plan horizontal pendant le mois critique. Cependant, ce n'est pas tout cet ensoleillement qui est converti par le réseau. Les pertes et les gains suivants appliquent à l'ensoleillement disponible pour le pompage.

Elément	Rendement	Observation
Inclinaison	+/- 105%	Calculer
Effet Matin-Soir	+/- 80%	Uniquement pour pompes centrifuge, dépend de H
Poussière et réflexion	90-100%	Dépend de leur nettoyage.
Age des panneaux	80-100%	Diminue avec l'âge

Avec ces rendements, on peut calculer quelle proportion de l'ensoleillement est effectivement utilisée. Par exemple, si l'ensoleillement pendant le mois le plus critique est de 5,58 kWh/m²/jour, et les effets combinés du matin et de l'après-midi, de la poussière et de la réflexion et de l'âge des panneaux indiquent une efficacité de 71%, cela signifie que l'ensoleillement disponible est $5,58 * 71\% = 3,96 \text{ kW} / \text{m}^2 \text{ jour}$.

7.3.3 Correction de température.

La puissance réelle d'un panneau solaire en Afrique est toujours inférieure à sa valeur maximale dans des conditions de test standard, en raison des températures plus élevées de fonctionnement des panneaux par rapport aux conditions standards (STC).

Elément	Rendement	Observation
Pertes de température	+/- 85%	Calculer

Exemple

Si le réseau doit produire 6,8125 kWh/jour, et les rendements sont comme présentées dans les tableaux (inclinaison 105% ; matin-soir 80% ; poussière et réflexion 95% ; âge des panneaux 80% ; température 85%), le rendement total du réseau est 54.3%. La puissance à installer est donc $6.8125 / 54.3\% = 12.554 \text{ kWh/jour}$.

7.3.4 Choix des panneaux

Pour la configuration du réseau solaire, il faut d'abord connaître la tension nécessaire pour faire fonctionner la pompe. Cette tension doit être produite par le convertisseur / onduleur. Il est recommandé de rapprocher cette tension de la configuration du réseau. Le choix du nombre de panneaux solaires en série est fonction de la tension de sortie d'un panneau. Habituellement, les tensions de panneaux augmentent par paliers de 12 volts : Des panneaux avec des tensions de 12, 24, 36 et 48 Volt devraient être disponibles sur le marché. Si la pompe requiert 240 Volts, 10 panneaux de 24 V en série fourniront cette tension, mais également 5 panneaux de 48 Volts. Les boîtes de contrôle peuvent augmenter et diminuer la tension selon la demande du système, donc le plus important est de chercher une bonne combinaison entre la configuration du réseau et les caractéristiques des boîtes de contrôle disponibles sur le marché.

Le nombre de panneaux à installer se calcule en fonction de la production d'énergie d'un seul panneau (kW/jour) et le besoin total en énergie du système.

Maintenant, un calcul doit être fait pour trouver la combinaison optimale entre les tensions, les puissances et les prix des panneaux. 10 panneaux de 24 V peuvent produire une tension suffisante, mais une puissance insuffisante. Dans ce cas, vous devrez peut-être installer 2 séries de 10 panneaux, pour doubler la puissance de sortie du réseau.

Enfin, le prix des panneaux est important ! Normalement un doublement de la capacité des panneaux ne signifie pas nécessairement le doublement du prix. Par exemple, on peut prévoir des panneaux plus grands moins chers par rapport à des panneaux plus petits.

Rappelez-vous que quelle que soit la combinaison de panneaux en série ou en parallèle votre choix doit répondre aux exigences de tension et de puissance. *La surface totale du réseau* sera directement liée à l'énergie quotidienne requise.

Module 8 La capacité de stockage

8.1 Introduction

Dans ce module, nous allons voir comment déterminer le volume du réservoir de stockage. Nous ne traiterons pas des autres aspects du stockage comme le choix des matériaux du réservoir ou des détails de construction du château.

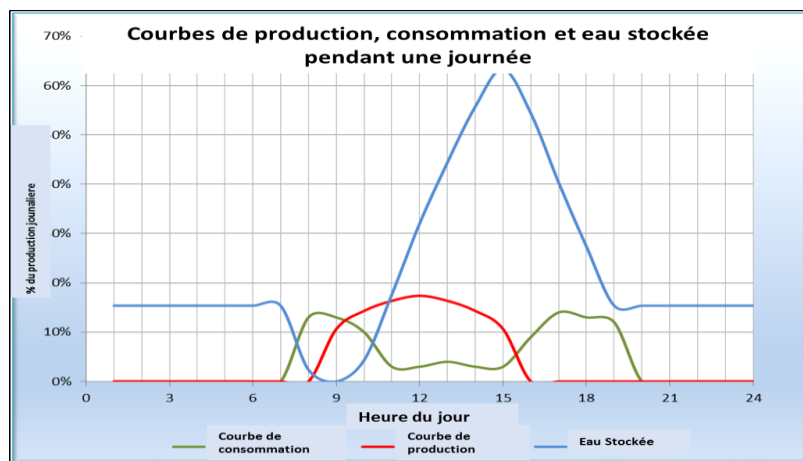
8.2 Taille du réservoir

Une capacité de stockage tampon est nécessaire pour combler la différence entre la production d'eau par jour et la consommation en eau des usagers. Les facteurs les plus importants, influant sur la taille, sont le nombre d'heures de pompage par jour et le moment de la journée durant lequel l'AEP doit fournir de l'eau. Le nombre d'heures de pompage des AEP alimentés en énergie par des générateurs ou le réseau électrique peut être beaucoup plus élevé car le fonctionnement est ajusté aux besoins en eau. Les pompes peuvent également fonctionner durant les heures de pointe de consommation, ce qui induit un volume de stockage de 20 à 25% de la consommation d'eau quotidienne lors de la dernière année de l'horizon du projet. Généralement, les réseaux plus grands et les réseaux avec de nombreux branchements privés, ont des pics de consommation d'eau plus faibles que les petits réseaux qui alimentent de nombreuses bornes fontaines publiques. Lorsqu'il y a des branchements privés au réseau, la consommation est répartie plus uniformément sur la journée, car l'approvisionnement en eau, directement accessible, ne nécessite plus de créneau horaire spécifique.

Les pompes solaires fonctionnent généralement entre 9h00 et 16h00, alors que les pics de consommation en eau se situent avant et après les heures de pompage du système photovoltaïque. Après une journée de pompage, le stockage de l'eau doit être suffisant pour répondre, au moins, aux pics de consommation d'eau du soir et du matin du jour suivant le pompage. Si nous supposons (basé sur l'expérience !) que les deux pics de consommation représentent ensemble 60% de la consommation d'eau par jour, cela implique que la capacité de stockage doit également être de 60% de la consommation d'eau quotidienne dans la dernière année de l'horizon du projet.

Dans la figure ci-dessous sont représentées la production d'eau, la consommation d'eau et le volume de stockage (%) d'un AEP capable de stocker un peu plus de 60% de la demande journalière en eau.

Figure 41. Courbes journalières de production, consommation et stockage de l'eau



En rouge, la courbe de production indique, en proportion de la demande quotidienne totale d'eau, la quantité d'eau produite en fonction des heures. Cette courbe est similaire à la courbe d'ensoleillement quotidien. En vert est représentée la courbe de la consommation quotidienne. On peut noter que la consommation commence à 07h00, et atteint un pic à 08h00, puis baisse lentement. Pendant la journée, la consommation d'eau est faible, mais une seconde augmentation a lieu dans l'après-midi pour atteindre son pic à 17h00. La consommation chute après 20h00 pour devenir nulle. La courbe bleue représente le pourcentage de la consommation quotidienne d'eau qui est conservée dans le réservoir de stockage. En début de matinée, le réservoir est encore rempli à 16% de la consommation d'eau quotidienne. Vers 07h00 débute la consommation et le réservoir commence à s'épuiser. Puis, vers 09h00 la production d'eau élevée permet au réservoir de se remplir à nouveau, alors que le pic de consommation est terminé. Aux environs de 15h00, le réservoir est plein (s'il est conçu pour stocker 60% de la capacité de production) mais la production d'eau est presque terminée. Le deuxième pic de consommation d'eau épuise le contenu du réservoir qui passe d'un volume de 60% à 16% de la consommation d'eau par jour.

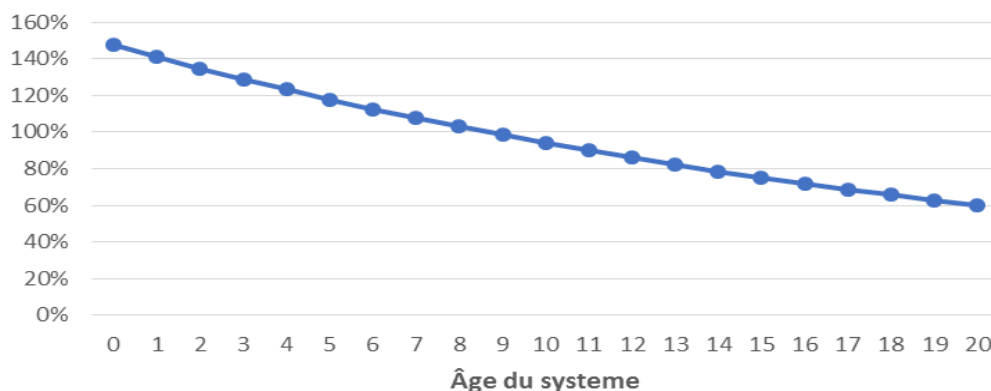
8.3 Effet de l'horizon de projet

Si l'AEP est dimensionnée avec une capacité de stockage de l'eau de 60% du volume de consommation d'eau quotidien lors de la dernière année de l'horizon du projet, le stockage de l'eau sera supérieur à 60% lors des années précédentes.

Avec un taux de croissance de la population estimé à 2% et un taux de croissance de la consommation quotidienne d'eau estimé à 2,6%, le taux de croissance global de la consommation d'eau est de 4,6% par an. Si nous travaillons avec un horizon de 20 années, cela signifie que le système doit être surdimensionné avec un facteur 2,46 lors de la première année de fonctionnement.

Durant cette première année, la capacité de stockage sera donc de $2,46 \times 60\% = 148\%$ de la consommation quotidienne. Comme la consommation augmente au fil des ans, cette capacité de stockage se réduira en pourcentage jusqu'à atteindre 60% de la consommation quotidienne, lors de l'année horizon.

Figure 42. Pourcentage de la consommation quotidienne stockée, horizon 20 ans



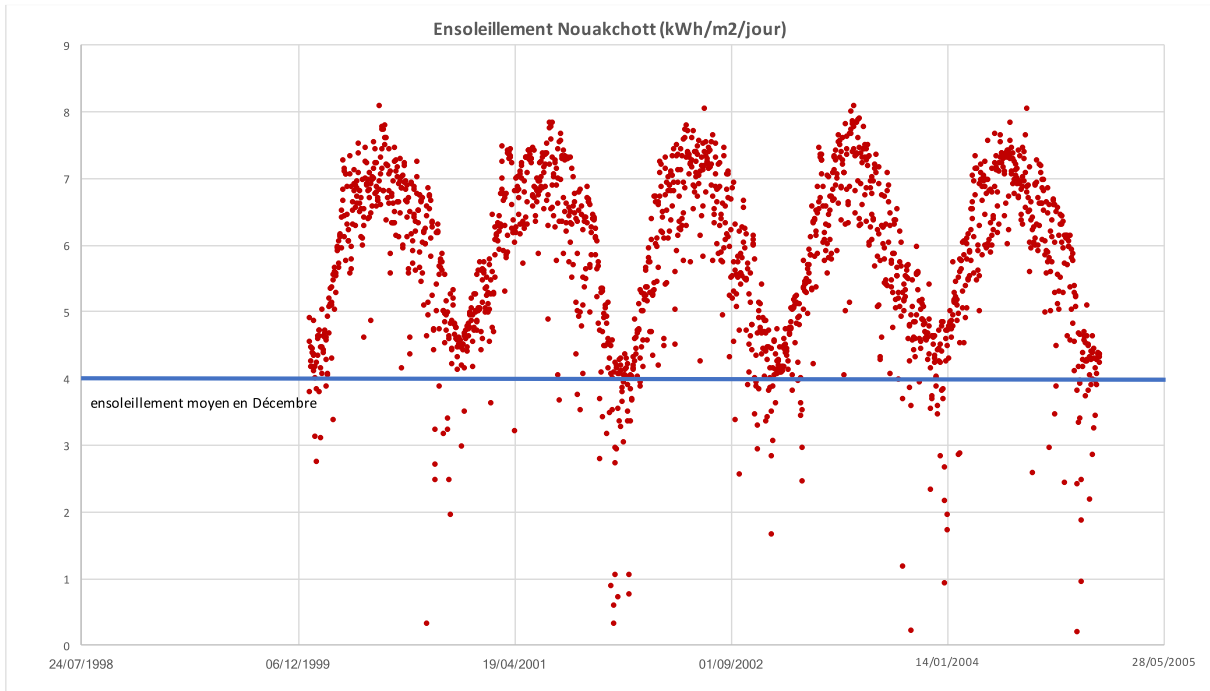
Le graphique indique le pourcentage réel de la consommation d'eau quotidienne stockée sur la durée du projet avec un horizon de 20 ans.

Ce surdimensionnement de la capacité de stockage du système d'eau est valable aussi pour l'ensemble du système de production de l'eau et du système électrique solaire associé.

8.4 Fluctuations de l'ensoleillement

Dans la conception du système, le calcul utilise habituellement l'ensoleillement mensuel moyen du mois critique. Durant les autres mois, l'alimentation et la production quotidienne d'eau seront suffisantes pour répondre aux besoins en eau des usagers.

Figure 43. Fluctuations d'ensoleillement à Nouakchott



Conduire le calcul à partir des moyennes mensuelles amène à négliger les périodes (parfois plusieurs jours consécutifs) pendant lesquelles l'ensoleillement est inférieur à la moyenne mensuelle, en particulier durant le mois critique, dans ce cas la production quotidienne d'eau ne répond pas à la demande.

Cette contrainte est inévitable pour les AEP solaires. L'énergie solaire est un phénomène naturel et non une source d'énergie produite par l'homme. La position du soleil peut être anticipée, mais pas le temps qu'il fera. Choisir l'énergie solaire implique un risque sur l'approvisionnement certains jours de l'année. Cependant, ce risque est comparable au délestage du réseau électrique ou des pannes sur le générateur.

Sur la période de temps observée, le graphique, indique pour l'ensoleillement (données de la NASA) les résultats suivants :

Jours avec un ensoleillement <4,0 (= moyenne mensuelle Décembre):	25,8%
Jours avec un ensoleillement <3,0 (= 75% de la moyenne mensuelle Décembre):	7,7%
Jours avec un ensoleillement <2,0 (= 50% de la moyenne mensuelle Décembre):	1,9%
Jours avec un ensoleillement <1,0 (= 25% de la moyenne mensuelle Décembre):	1,3%

Ces pourcentages dépendent de la météo et ils varient suivant les régions. Une région côtière peut être plus nuageuse et une région de montagne peut favoriser la formation de brouillard, etc.

Le manque d'ensoleillement durant ces jours peut, théoriquement, être résolu par l'installation d'une plus grande capacité de stockage d'eau. Cependant, compte tenu des coûts très élevés des capacités de stockage, cela ne constitue pas une solution optimale. Dans le tableau ci-dessous sont

indiqués, les prix utilisés par IGIP au Bénin, pour la construction un château d'eau en béton de 30 m³. Probablement, les prix en Mauritanie sont en proportion assez similaires.

Le prix du château est plus élevé que le système de pompage solaire lui-même.

Figure 44. Coûts de construction d'un réservoir (Août 2014)

Réservoir d'eau de 30 m ³	Prix en CFA	Prix convertis en MRO 2014
Réservoir au niveau du sol	20.000.000	12.500.000
Réservoir à 6 m	24.000.000	14.400.000
Réservoir à 9 m	28.000.000	16.800.000
Réservoir à 12 m	32.000.000	19.200.000
Réservoir à 15 m	36.000.000	21.600.000

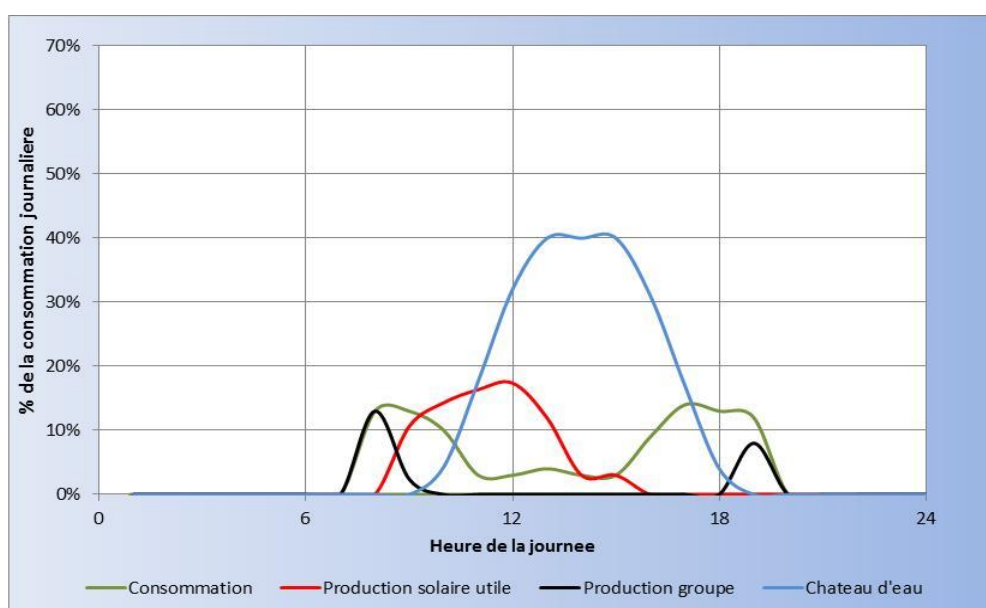
Une solution économiquement intéressante consiste à installer un nombre supplémentaire de panneaux solaires afin de mieux répondre à la demande, même pendant les jours d'ensoleillement très faible. En temps normal, le système est déjà en surcapacité et répond aux exigences de tension de sortie et de puissance avec la bonne combinaison de panneaux solaires (en série et en parallèle).

Il faudra, malgré tout doubler la capacité des panneaux solaires, si l'on veut augmenter la fiabilité de 82,7% (= 100% - 17,3%) à 98,6%.

Une autre option consiste à installer un petit groupe électrogène à la place des panneaux supplémentaires. Ce générateur sert seulement durant un nombre limité d'heures et, comme il ne dépend pas du soleil, il augmente la fiabilité du système dont le coût reste moins élevé qu'avec un système fonctionnant en permanence avec un générateur électrique.

Le graphique ci-dessous montre un AEP avec un stockage de 40% (de la consommation quotidienne journalière) un jour critique à l'horizon du projet, les autres jours étant plus favorables. La courbe noire représente la production d'eau fournie par le générateur.

Figure 45. Courbes journalières de production, consommation et stockage d'eau avec un groupe diesel



8.5 Calcul de la capacité du réservoir de stockage

En Mauritanie la norme de dimensionnement du volume de stockage varie de 80 à 120% du volume journalier moyen desservi l'année A+20. En cas de pompage hybride il est au moins de 50% du volume journalier moyen desservi l'année A+20. Le volume de stockage est justifié par une modélisation des entrées (production solaire) et des sorties en fonction d'une courbe type de consommation adaptée au système. (Voir la figure 45)

8.6 Hauteur du réservoir de stockage

Comme indiqué dans les modules 7 et 8, la hauteur du réservoir de stockage fait partie de la hauteur manométrique totale et de la charge hydraulique $H \times Q$ du système. Elle a une implication directe sur les besoins en énergie du système de production d'eau.

Comme on peut le voir dans le tableau au-dessus, plus la hauteur du réservoir est importante, plus le coût de construction est élevé. En moyenne, une augmentation de 1 m de hauteur coûtera 830 000 MRO.

L'élévation du réservoir de stockage est nécessaire pour répondre aux besoins de pression du réseau de distribution. Minimiser les pertes hydrauliques dans le réseau de distribution permet également de minimiser la hauteur du réservoir de stockage. Par exemple en augmentant le diamètre des canalisations Un équilibre économique doit être recherché entre la hauteur du réservoir de stockage et l'augmentation du diamètre des tuyaux de distribution.

8.7 Structure tarifaire

Le volume de stockage doit être plus grand car les périodes de consommation ne correspondent pas aux périodes de disponibilité de l'énergie solaire. Au lieu d'augmenter la taille du réservoir de stockage, on peut essayer de changer les habitudes des consommateurs en changeant la politique tarifaire.

Si pendant la journée, l'eau est moins chère le matin et le soir, les usagers seront probablement plus disposés à venir s'approvisionner quand l'eau est produite (lorsque le soleil brille). Dans ce cas, l'eau n'a pas besoin d'être stockée.

Par rapport aux saisons, on peut réduire le tarif en Août et vendre plus d'eau lors de la saison des pluies. Les usagers de l'eau utilisent souvent leurs puits en saison des pluies, mais ils pourraient être tentés d'acheter de l'eau si elle était moins chère durant cette période.

Module 9 La conception

9.1 Introduction

Ce module, illustre les problèmes les plus souvent rencontrés dans la conception d'un système solaire et la démarche à suivre pour trouver des solutions adaptées.

Nous étudierons les choix à réaliser entre les systèmes électriques solaires et les connexions au réseau électrique. Nous évaluerons les différentes options lorsque la capacité du forage est insuffisante pour installer un système solaire. Nous expliquerons pourquoi il est recommandé de ne pas combiner des panneaux solaires avec des caractéristiques différentes. Nous établirons le lien entre la taille du village et les capacités du forage et du pompage. Nous examinerons les choix techniques possibles pour le remplacement des pompes. Enfin, nous étudierons les effets quantitatifs des différentes combinaisons d'hypothèses de conception.

9.2 Le choix entre le système solaire et le raccordement au réseau

Dans une situation où l'approvisionnement en électricité au réseau électrique est disponible cette option doit être préférée. Le pompage solaire est plus cher qu'une connexion au réseau électrique. La gratuité de l'énergie solaire une fois le système installé est l'avantage majeur. Cependant, l'investissement initial d'un raccordement au réseau demeure plus faible, et le remboursement des intérêts d'emprunt pour l'équipement solaire est souvent plus important que le montant des factures d'électricité dans le cas d'un raccordement au réseau électrique.

Il est préférable d'orienter les investissements dans le pompage solaire dans les régions non électrifiées, pour des raisons d'optimisation économique et de répartition des investissements. Il est donc important de connaître le plan d'investissement de l'extension du réseau électrique.

Par contre, si l'électricité du réseau est disponible uniquement pendant la nuit ou avec des délestages fréquents ou à un prix du kilowatt heure non abordable, les approches seront différentes.

Il convient de garder à l'esprit qu'une fois l'investissement réalisé dans un système solaire, l'entretien et les coûts de fonctionnement sont très faibles. Il est donc important d'utiliser l'installation à son maximum. On peut même envisager d'utiliser la capacité excédentaire de production d'énergie pour recharger des téléphones mobiles ou pour charger les batteries pour l'éclairage des maisons la nuit.

9.3 Que faire si la capacité du forage est insuffisante ?

Dans les cas où le rendement maximal du forage ne suffit pas pour un système de pompage solaire, un certain nombre de variantes peuvent être envisagées.

9.3.1 Installation des batteries pour prolonger les heures de pompage

Des accumulateurs (batteries) peuvent être intégrés au système de deux manières. La première méthode consiste à les intégrer dans le système électrique, en lien entre le panneau solaire et la pompe solaire. La seconde manière consiste à les installer séparément et à charger les batteries qui peuvent être utilisées en tant que source d'alimentation de secours. Les panneaux qui chargent les batteries sont alors déconnectés et ils alimentent directement la pompe solaire.

Dans le cas de la production de lumière dans l'enceinte de l'installation, des batteries doivent être installées. Dans les deux cas, il faut mettre en place des panneaux solaires supplémentaires ; non seulement pour permettre plus d'heures de pompage, mais aussi parce que le système électrique a des pertes de puissance plus élevées. La charge et la décharge des batteries est un processus chimique

dans lequel de l'énergie est perdue. Dans le premier cas, la tension de fonctionnement des modules solaires est déterminée par le groupement de batteries ce qui réduit sensiblement les niveaux obtenus en faisant fonctionner uniquement la pompe. La deuxième méthode a pour avantage d'éviter les pertes de puissance et de tension durant la période d'ensoleillement. Elle utilise uniquement les batteries quand elles sont nécessaires pendant des heures de pompage supplémentaires (qui ne peuvent pas avoir lieu chaque jour).

Bien que de nombreux types de batteries soient vendus sur le marché (batteries Ni-Cd, batteries lithium), les batteries au plomb-acide conventionnelles sont aujourd'hui encore l'option la plus économique. Les batteries de véhicules ne sont pas adaptées à cet usage, car elles sont conçues pour une décharge peu importante et ne doivent pas être amenées en dessous de 75% de leur capacité. Les batteries à décharge profondes ayant des électrodes de plomb-antimoine peuvent être déchargées jusqu'à 20% de leur pleine charge. Cependant, leur durée de vie augmente lorsqu'elles sont utilisées avec un pourcentage de charge plus élevé. Par ailleurs, les températures de fonctionnement affectent fortement la durée de vie des batteries : à une température de 35° C, la durée de vie de la batterie peut être réduite à 44% de sa durée de vie prévue à 25 ° C. Donc, il est important de veiller à garder les batteries aussi « fraîches » que possible, dans un endroit ombragé avec une bonne ventilation. Dans certaines régions on enterre les batteries quelques mètres sous le sol pour éviter la surchauffe.

Si l'utilisation de batteries peut sembler être une bonne idée, elle présente un certain nombre d'inconvénients pour les systèmes de pompage, notamment :

- De grandes pertes d'énergie
- Les batteries ont besoin d'entretien supplémentaire et d'un circuit de protection contre les sous charges et les surcharges.
- La charge et la décharge de la batterie doivent être régulées par une unité de commande qui vient s'ajouter au coût et à la complexité du système.
- La durée de vie des batteries est limitée et elles doivent être remplacées tous les 1-2 ans.
- Les batteries sont sujettes au vol

En raison de ces contraintes, seulement cinq pour cent des systèmes de pompage solaire dans le monde sont actuellement équipés d'un groupement de batteries. L'utilisation de batteries doit donc être déconseillée, sauf si elle est absolument indispensable, car la dépense supplémentaire et la complexité d'utilisation qu'elle entraîne l'emporte sur ses avantages.

9.3.2 Utilisation d'un système photovoltaïque associé à un groupe électrogène diesel.

Avec ce type de configuration hybride, la puissance des panneaux solaires de pompage est utilisée quand c'est possible, et le générateur diesel est utilisé pour les heures de pompage supplémentaires, tôt le matin, le soir et pendant les jours nuageux avec un ensoleillement insuffisant. De cette façon, les heures de pompage peuvent être prolongées et l'alimentation en eau peut être garantie. La continuité de l'approvisionnement est donc également un facteur qui contribue à garantir la satisfaction et le paiement de l'eau par les utilisateurs.

Une question se pose. Pourquoi installer de l'énergie solaire quand nous avons un générateur capable de fournir la puissance voulue ?

L'avantage d'un système hybride est qu'il augmente la durée du temps de pompage de l'eau, par rapport à une utilisation uniquement solaire. Par ailleurs, il réduit, l'utilisation des groupes électrogènes fonctionnant au carburant, réduisant également les coûts de maintenance du générateur diesel. Les coûts de carburant et d'entretien enregistrés peuvent, sous certaines conditions, être plus

élevés que les coûts d'investissement supplémentaires nécessaires à l'ajout de l'énergie solaire pour le système. Une étude de faisabilité de ces systèmes au Bénin menée en 2014 a démontré que le système hybride est possible lorsque $H \times Q$ est supérieur à environ 2.000 m⁴. Avec des valeurs plus faibles, les coûts d'investissement supplémentaires entraînent des coûts de production d'eau élevés et un prix de l'eau à la borne fontaine plus élevé, si les amortissements sont répercutés sur le coût de l'eau payé par les usagers.

Dans le même temps, la fiabilité du système est améliorée puisque, au cours des jours de très faible ensoleillement ou de panne, le générateur peut être activé comme source d'alimentation de secours.

9.3.3 Réalisation d'un second forage

Dans ce cas, les forages doivent être situés à une distance raisonnable l'un de l'autre, afin d'éviter la baisse de productivité du forage, en raison du pompage dans l'autre forage. La distance minimale est fonction des caractéristiques du sol et de l'emplacement de l'aquifère. Elle doit être déterminée par un hydrogéologue. La construction d'un deuxième forage implique l'installation de deux systèmes de pompage avec 2 systèmes électriques solaires, de la tuyauterie supplémentaire, sauf si la capacité du deuxième forage est suffisante pour satisfaire tous les besoins en eau. La chance pour que cela se produise est faible, car dans le même aquifère la productivité d'un deuxième forage sera probablement comparable au premier.

9.4 Différentes alternatives pour les sources d'eau

L'objectif de cette installation est de combiner des pompes immergées solaires dans les forages. Il est implicitement supposé, que dans la plupart des cas, le forage est préférable à d'autres sources d'alimentation, parce que les forages fournissent généralement un débit stable et de l'eau potable. Toutefois, si les capacités du forage sont insuffisantes, la disponibilité d'autres sources d'eau peut être envisagée. Si des rivières ou des cours d'eau permanents se trouvent à proximité cette alternative doit être étudiée et évaluée.

Les critères d'évaluation à considérer sont les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et d'entretien, et les capacités disponibles pour gérer le système. Le captage d'eau de surface nécessite une station de traitement de l'eau, et éventuellement deux systèmes de pompage : l'un près de la rive pour acheminer l'eau de surface à la station de traitement, et une seconde près de la station pour pomper l'eau jusqu'au réservoir de stockage. Le dimensionnement et les coûts de ces installations ne sont pas traités dans le manuel.

9.5 Différents panneaux solaires peuvent-ils être combinés ?

Lorsqu'on souhaite câbler deux panneaux produits par différents fabricants, le fabricant n'est pas le problème. Le problème provient des différentes caractéristiques électriques des panneaux et de leur usure qui entraîne des performances différentes. Lorsque on connecte un panneau de 15 V à un panneau 24 V en parallèle, la tension globale est réduite à 15 Volts. Quand un panneau de 3 A est relié à un panneau de 3.5 A en série, le courant global est réduit à 3 A. Une telle réduction du courant conduit à une réduction de la puissance fournie et donc à une perte de performance du système.

Par rapport à la tension et à l'intensité, la puissance n'est pas un problème important. Un panneau de 60 W connecté en série à un panneau de 100 W donne une puissance connectée totale de 160 W, à condition que les deux panneaux soient d'égale intensité.

Cependant, quand un panneau à une tension inférieure aux autres, le panneau avec la tension inférieure ne sert à rien parce qu'il ne peut pas atteindre la tension des autres panneaux (comparer les pompes en parallèles). Par conséquent lorsque l'ensemble du groupement fonctionne à basse tension, le point de puissance maximal des autres panneaux n'est pas atteint et la puissance de sortie est plus faible. Dans le second cas, le panneau avec la tension inférieure ne contribue pas à l'ensemble.

Il est donc recommandé d'utiliser des panneaux du même fabricant et de même type. Cependant, un panneau très ancien et un panneau récent du même fabricant et de même type, peuvent avoir des caractéristiques très différentes.

Dans les connexions en parallèles, si l'un des panneaux a une puissance inférieure à celle des autres panneaux, cela n'affecte pas sérieusement la puissance fournie des autres panneaux, à condition que tous les panneaux aient la même tension nominale.

Toutefois, des panneaux solaires de différents fabricants ont aussi un degré différent de pertes des performances au fil des ans. Comme la tension fournie est déterminée par le "maillon faible" dans les panneaux en séries, le système finira par fournir la tension de son maillon le plus faible.

En conclusion, utiliser différents panneaux solaires sur un même réseau est déconseillé car la tension ou le courant pourraient être réduits. Parfois, cette situation ne peut être évitée mais il faut laisser le choix de cette combinaison à des spécialistes.

9.6 Quelle est la taille optimale du village pour installer un système solaire ?

Compte tenu du prix actuel du carburant, dans la plupart des cas, il est plus économique d'installer un système solaire que d'installer un générateur (si la capacité du forage permet l'installation d'un système solaire). Au Bénin, dans les forages de diamètre moyen (125 mm), le taux de consommation quotidienne d'un AEV solaire ne peut pas dépasser 100-120 m³ / jour (en fonction de la marque de la pompe), car la capacité de pompage des pompes immergées de 4 pouces ne peut être plus grande. Avec des forages de plus grand diamètre (> 150 mm), des pompes de 6 pouces peuvent être installées et de plus grands volumes peuvent être pompés, si la capacité du forage le permet.

9.7 Est-il possible de remplacer une vieille pompe par une plus grande, avec des panneaux solaires supplémentaires ?

La durée de vie de la pompe dépend en grande partie du nombre d'heures de pompage. Le temps de pompage (en heures par jour ou par années) peut être réduit par l'installation d'une pompe de plus grande capacité qui correspond éventuellement au diamètre du forage mais qui ne dépasse pas la capacité de celui-ci. Cette option peut être avantageuse car la différence de prix entre la plus petite pompe et la pompe de gamme supérieure est généralement bien inférieure à leur différence de capacité. En d'autres termes : avec un petit investissement supplémentaire, il peut être possible d'augmenter considérablement la durée de vie de la pompe.

Deux remarques doivent cependant être faites : Tout d'abord, avec les pompes centrifuges, des précautions doivent être prises pour vérifier que la pompe fonctionne bien à l'H et au Q, pour lesquels elle a été conçue, afin de ne pas perdre d'efficacité. En second lieu, pour une pompe de plus grande capacité, plus de puissance nécessite parfois un diamètre de tuyauterie de refoulement plus grand. Une étude comparative évaluera si une durée de vie plus longue de la pompe l'emporte sur ces investissements.

Habituellement, la pompe immergée a une durée de vie d'environ 5-7 ans. Au moment du remplacement de la pompe, une pompe de même capacité ou une pompe à débit plus élevé doit être choisie. A ce moment-là, un nouveau calcul doit être fait pour évaluer quelle capacité de pompage sera nécessaire dans les prochaines années. Les relevés de compteurs d'eau de l'AEP fourniront l'historique des niveaux de production et de consommation d'eau, y compris les tendances d'utilisation et les mois des pointes de la consommation.

Le gestionnaire de l'AEP et les usagers seront en mesure d'informer de la fréquence des pénuries d'eau dans le système (plus probablement durant les mois critiques).

Si les hypothèses, lors de conception initiale, sont corrects, et que la taille des panneaux solaires a été calculée correctement, alors la puissance fournie des panneaux solaires sera toujours suffisante. Toutefois, si la consommation d'eau est beaucoup plus élevée que prévu lors de la conception, on peut décider de l'installation d'une pompe de plus grande capacité pour satisfaire les besoins en eau. Dans ce cas, de nouvelles projections et calculs doivent être réalisés afin de déterminer la capacité de la nouvelle pompe et la capacité des panneaux solaires de la nouvelle configuration.

Techniquement, il est possible de choisir une pompe de grande capacité et d'augmenter la puissance fournie des panneaux solaires, en tenant compte des indications de la rubrique «Les panneaux solaires peuvent-ils être combinés ?». Dans ce cas il faut évaluer si l'onduleur doit être remplacé.

9.7 Surdimensionnement

Les hypothèses et les règles de conception conduisent souvent à sur dimensionner les systèmes d'approvisionnement en eau. Ceci pour plusieurs raisons :

1) L'hypothèse selon laquelle l'utilisation de l'eau sera de 20 l / jour / hab.

Dans la plupart des cas, dans les communautés rurales en Afrique, la consommation de l'eau est faible, et avoisine de 6 à 10 litres/jour/hab. Le prix de l'eau est un facteur important : beaucoup d'usagers vont continuer à utiliser des sources en eau alternatives facilement disponibles, notamment pour les usages domestiques. Cette hypothèse conduit dans de nombreux cas à un surdimensionnement de 100% ou plus.

Des projections de consommation d'eau surévaluées conduiront également à un niveau de recettes faible qui peut avoir de grandes répercussions sur le fonctionnement et l'entretien de l'AEP, et donc sur la viabilité du système.

2) L'hypothèse d'une croissance de la demande spécifique.

Les bases de cette hypothèse ne sont pas souvent très claires et doivent être démontrées. Est-il vrai que les usagers vont consommer plus d'eau chaque année ? Est-ce que cela a t'il été démontré sur d'autres AEP ? Si l'hypothèse est de 2,6% par an, et qu'elle se révèle être une hypothèse fausse, cela conduira à un surdimensionnement de 30% avec un horizon de projet de 10 ans, et à un surdimensionnement de 67% pour un horizon de projet de 20 ans.

3) La longueur de l'horizon du projet.

Un horizon de projet conduit à un surdimensionnement par rapport à la situation actuelle. Plus l'horizon choisi est éloigné, plus ce facteur devient grand. Dans le module 4, il est démontré que l'horizon de projet à 10 ans, avec une croissance démographique de 2% entraîne un surdimensionnement initial de 22% et un horizon de projet de 20 ans à un surdimensionnement initial de 49%. La différence est de 27%.

4) Calcul des facteurs de consommation de pointe

La pratique consistant à calculer des facteurs d'utilisation maximale, dans une plage de 1,1 à 1,4, augmente le surdimensionnement de l'AEP de 10 à 40%. Il ne tient pas compte du fait que le système est déjà surdimensionné.

Comparons maintenant certaines combinaisons d'hypothèses de conception et leurs conséquences. Cinq combinaisons d'hypothèses sont évaluées.

- (1) Une estimation prudente de la consommation d'eau et de la croissance en considérant une consommation d'eau de 10 l / jour / habitant et une croissance démographique de 2% et un horizon de projet de 10 ans.
- (2) La même estimation prudente avec l'ajout d'une croissance de la consommation spécifique de 2,6%.
- (3) Une consommation d'eau de 20 l / hab / jour, mais avec des hypothèses de croissance modérée et 10 ans pour horizon du projet, et aucun facteur de consommation de pointe.
- (4) Les hypothèses maximales prévues pour l'horizon de projet à 10 ans.
- (5) Une estimation maximale en utilisant tous les facteurs et un horizon de 20 années de projet, en supposant une consommation d'eau de 20 litres / jour / hab, un facteur de croissance de 4,6% et un coefficient d'utilisation de pointe de 1,4.

Comparons la consommation hypothétique de l'eau pour une communauté de 2000 personnes avec les hypothèses précédentes. La combinaison d'hypothèses est affichée dans le tableau ci-dessous.

Figure 46. Consommation hypothétique avec les hypothèses précédentes

		Hypotheses de Conception				
		Prudente	Prudente +	Prudente + 20 litres/jour	Max 10 années hor	Maximum 20 années hor
Population	hab	2.000	2000	2000	2.000	2.000
Consommation litres/jour	l/hab/j	10	10	20	20	20
Besoin en eau /jour premier an	l/jour	20.000	20.000	40.000	40.000	40.000
Croissance démographique	%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Croissance consommation spécifique	%	0,0%	2,6%	0,0%	2,6%	2,6%
Croissance Total (G)	%	2,0%	4,6%	2,0%	4,6%	4,6%
Horizon de Projet n	années	10	10	10	10	20
Facteur mult horizon de projet	$(1+G)^n$	1,22	1,57	1,22	1,57	2,46
Consommation a l'horizon	m3/jour	24,4	31,4	48,8	62,8	98,4
Facteur de consommation de pointe	unité	1	1	1	1,4	1,4
Consommation de Conception	m3/jour	24	31	49	88	138

Ce tableau démontre l'incidence importante du choix des hypothèses de calcul sur la taille de l'AEP conçu. L'effet combiné de différentes hypothèses peut conduire à un système qui est 575% plus grand (138/24) que la configuration du système minimal qui tient toujours compte de la croissance de la population. Il démontre aussi qu'il est prudent de limiter l'horizon du projet à 10 ans.

Afin de rendre réalistes les hypothèses de conception, les recommandations suivantes peuvent être émises :

- 1) Un bon moyen pour estimer un niveau de consommation réel par jour est d'utiliser les données sur la consommation d'eau des systèmes similaires existants dans la région. Ces données, si elles sont complètes, peuvent également servir à estimer le facteur de croissance totale. Il sera difficile de distinguer la croissance démographique, de la croissance réelle, de la consommation spécifique, sauf lorsque les données de la population exacte desservie chaque année sont disponibles

- 2) Les gestionnaires de réseau doivent tenir une bonne gestion des données et des tendances de consommation d'eau.
- 3) Utiliser un horizon de conception du projet à 10 ans.
- 4) Ne pas appliquer un facteur de forte utilisation de pointe.

Il ne faut cependant pas oublier que doubler l'hypothèse de consommation ne signifie pas doubler les coûts d'investissement : les systèmes plus petits sont plus chers par m³ que les systèmes plus grands.

Toutefois les normes et standards prévalent dans les états ont priorité sur les recommandations émises dans ce manuel. Lors de l'étude de dimensionnement, le porteur du projet ou le concepteur de l'AEP doit se rapprocher des autorités compétentes en cas non-respect des normes, afin d'apporter les arguments justifiant le choix de nouvelles hypothèses de conception.

Module 10 Analyse financière, gestion et planification

10.1 Introduction

L'analyse financière et la planification est essentielle pour équilibrer les recettes de la consommation de l'eau avec les coûts de production. La viabilité financière est atteinte lorsque le revenu est suffisant pour payer toutes les dépenses nécessaires pour exploiter, entretenir et remplacer le système de production. Le coût de l'eau à l'unité (UWC) doit refléter le coût de production de l'eau. Il doit permettre de recouvrir les coûts de fourniture, de maintenance du service d'approvisionnement en eau, de réserver un montant pour le remplacement des composantes et finalement il doit permettre au fermier de gagner quelque chose !

10.2 Les différents coûts

10.2.1 Les dépenses d'investissement : CAPEX (capital expenditure)

Les dépenses d'investissement se composent des coûts d'investissement initiaux (en début de projet) ainsi que des coûts impliqués dans le financement du projet.

Les coûts d'investissement initiaux comprennent le coût de tous les éléments physiques (panneaux solaire et leurs fixations, clôtures, boîtes de commande, éléments de forage, système de pompage, de la tête de forage, tubes de conduction, citernes de stockage d'eau, système de distribution, compteurs d'eau, traitement de l'eau) de l'AEV, les coûts d'installation (nettoyage et préparation du site, les coûts de forage, les coûts de main-d'œuvre), le coût du transport (travailleurs et matériaux) et les frais du bureau d'étude et de la formation du personnel. Ces frais doivent être payés en début du projet (paiement à l'entrepreneur) et ne varieront pas durant le projet.

Des coûts, associés au financement du projet, sont à rajouter si le projet est financé par un prêt bancaire. Ils se composent des coûts suivants :

- L'Amortissement (remboursement du prêt à la banque)
- Les intérêts sur le capital emprunté à payer à la banque

10.2.2 Les coûts fixes d'exploitation

Les coûts fixes d'exploitation sont les mêmes chaque année et ne dépendent que dans une faible mesure de la quantité d'eau produite. Autant d'eau que possible doit être vendue pour rentabiliser ces coûts.

Ces coûts comprennent :

- La location de terrains ;
- Les frais de personnel ;
- L'entretien (dans une certaine mesure) ;
- Les frais généraux, la facturation et l'administration ;
- L'analyse de la qualité de l'eau, etc.

10.2.3 Les coûts d'exploitation variables : OPEX

Ces coûts dépendent de la quantité d'eau produite. Toute production a un coût. Lorsque la vente d'eau baisse, le gestionnaire prend moins de risques car les coûts d'exploitations diminuent.

Ils comprennent les dépenses :

- De carburant pour le générateur ;
- D'électricité à partir du réseau ;
- De produits chimiques pour la désinfection (chlore) ;
- Des coûts de l'eau d'alimentation (taxes sur les prélèvements d'eau, etc...) ;
- Des taxes gouvernementales sur les m³ distribués.

Les calculs des coûts sont fortement influencés par les choix politiques. Souvent, les dépenses effectuées dans la phase préparatoire et de la construction (comme la cartographie et la sélection, la planification et la conception, les travaux, la supervision et le contrôle, le gardiennage et l'administration) ne sont pas inclus dans le calcul des coûts, alors que ce sont des coûts réels qui peuvent être importants. Ils pourraient être considérés comme faisant partie des coûts d'investissement initiaux. Ils ne le sont pas car l'approvisionnement en eau de la population est un service public. Ces coûts sont imputés sur les budgets de l'état financés par les recettes fiscales et l'aide au développement. Dans le cas du privé, l'entreprise ou l'exploitant supportera la plupart de ces coûts.

Si le système d'alimentation en eau est considéré comme un don d'un organisme extérieur ou du gouvernement, la provision sur amortissement n'est pas toujours incluse dans les coûts du système. Si le système est financé à partir d'un prêt bancaire, non seulement la provision sur amortissement mais aussi les taux d'intérêt des prêts doivent être inclus dans le calcul. Même si l'investissement est un don, il est toujours bon de se poser la question de savoir si l'argent est bien investi !

Dans de nombreuses situations, les coûts de renouvellement ne sont pas considérés comme des coûts du projet, et ils ne sont pas pris en compte ni dans la planification et la gestion financière, ni dans le prix de l'eau. En conséquence, des réinvestissements ne peuvent avoir lieu sans à nouveau compter sur une contribution financière extérieure. Par conséquent, il est fortement recommandé de faire un calcul des coûts d'amortissement des éléments du système, sur la base de leur durée de vie.

10.3 Modélisation et analyse des coûts

La modélisation des coûts du cycle de vie est une approche qui vise à prendre en compte tous les coûts de production d'eau concernés, et à établir une projection des flux de trésorerie et des revenus nécessaires.

Habituellement, un scénario de référence pour le système d'eau est utilisé, dans lequel les hypothèses de calcul sont clairement indiquées. Les hypothèses de conception traditionnelles pour l'analyse financière sont les suivantes :

1. Hypothèses de consommation (paramètres de croissance de la consommation, consommation quotidienne type)
2. Hypothèses de production (rendement forage, heures d'ensoleillement)
3. Hypothèses financières (inflation des prix des intrants, des taux d'intérêt, du retour sur investissement, l'horizon du projet, l'horizon de l'analyse financière, l'inflation, etc.)
4. Hypothèses hydrauliques (niveau statique, pertes hydrauliques, abattement, refoulement)
5. Hypothèses de durée de vie des éléments du système

En faisant varier ces paramètres, on peut calculer les conséquences financières des choix pris pour la conception et mesurer quelle est leur sensibilité aux différents paramètres, afin d'évaluer la faisabilité et les risques pris. Des choix pertinents de conception, sur la base d'informations sûres, peuvent être alors justifiés.

Exemple

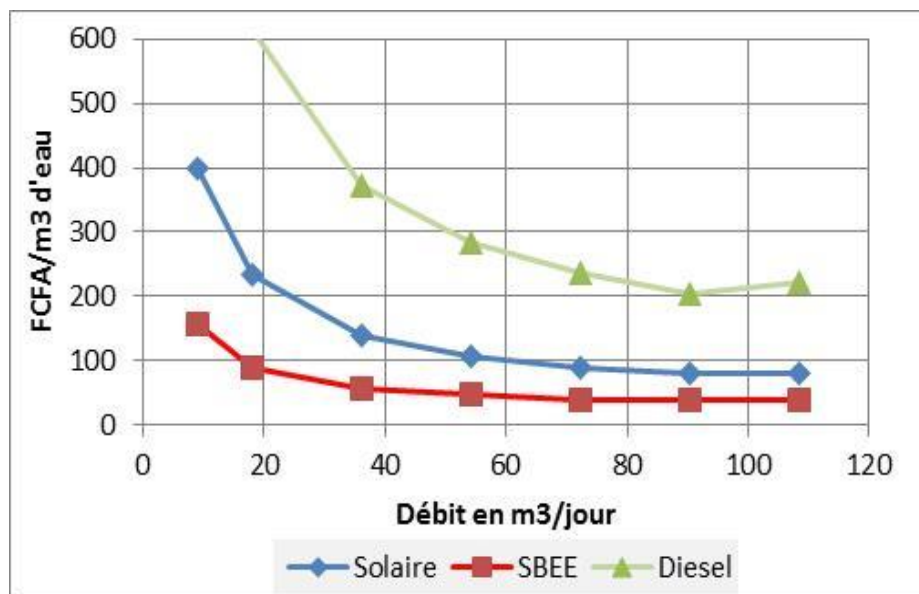
Quel est le coût de production d'eau en fonction de la taille des AEP et de l'utilisation de différentes sources d'énergie ? Une comparaison a été faite entre les coûts de production d'utilisation des pompes alimentées par des générateurs diesel, les coûts de production avec des réseaux électriques et les coûts de production des systèmes solaires, situés au Bénin. (Voir figure 47)

Dans les calculs, on suppose que :

- L'alimentation en électricité ou en gazole, pour le fonctionnement de l'AEP est continue (pas de délestage, pas de pannes). L'investissement initial (déjà fait) n'est pas pris en compte mais tous les amortissements sont inclus.
- Un système solaire (panneaux, convertisseur et nouvelle pompe) doit être ajouté au système thermique existant. L'investissement initial pour le système solaire est réalisé et une provision sur amortissement pour le générateur est prise en compte. Comme la durée de fonctionnement du générateur est moins importante la durée d'amortissement est plus élevée qu'un système thermique exclusif.

Lorsque les coûts d'investissement ne sont pas pris en compte l'énergie solaire est toujours moins chère car il n'y a pas de frais de fonctionnement.

Figure 47. Comparaison des coûts de production de l'eau pour des AEP alimentés par solaire, réseau électrique ou générateur diesel



(Source : COWI 2014 ; Etude de faisabilité « Solaire » concernant les AEV et PEA du Bénin)

Sur ce graphique, on peut tirer deux conclusions rapides :

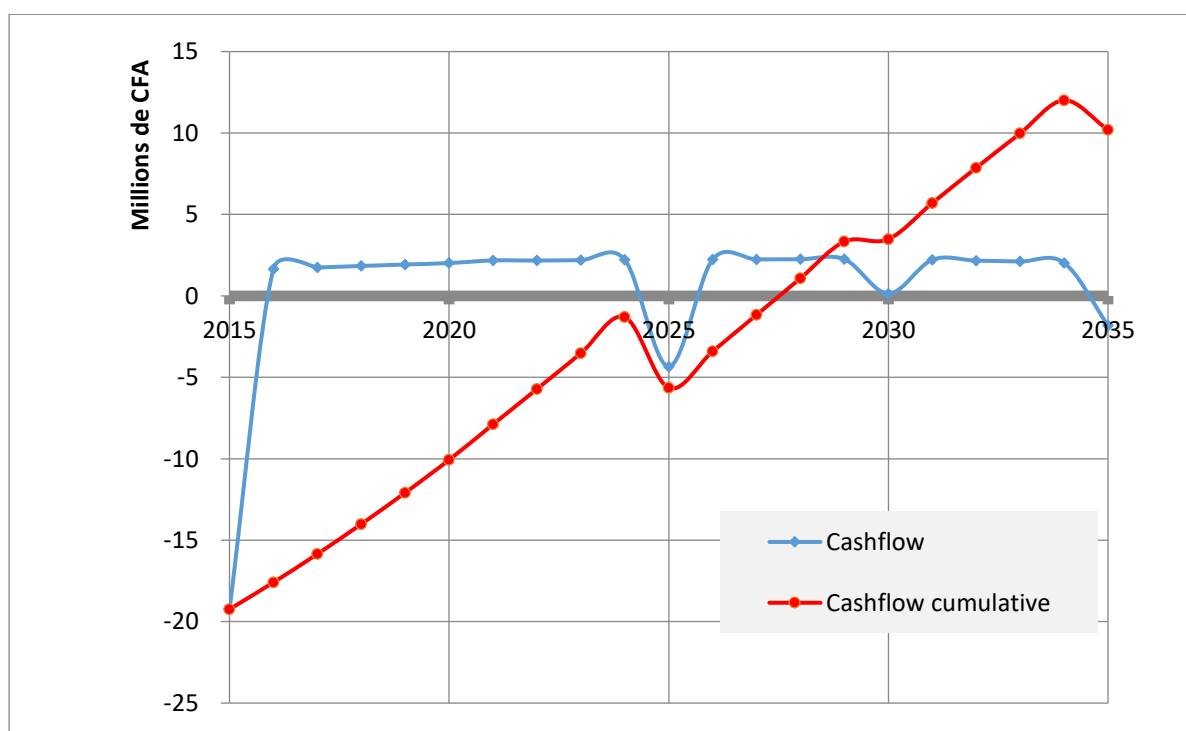
- 1) Les AEP alimentées par le réseau électrique sont les systèmes les plus économiques en termes de coûts de production d'eau. Avec les systèmes solaires, les coûts de production de l'eau sont environ deux fois plus élevés, et beaucoup plus élevés avec des générateurs diesels.
- 2) Plus grand est le système de production, plus faibles sont les prix au m³. Les AEP produisant moins de 20 m³ ont des coûts de production d'eau généralement élevés. Ceci est valable pour tous les systèmes d'AEP.

10.4 Analyse des flux financiers

Pour la planification financière, on utilise une analyse des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie sont composés des dépenses d'investissements (-) (sans amortissements et intérêts des prêts bancaires), des coûts d'exploitation (-) et des revenus (+).

L'exemple ci-dessous montre le flux de trésorerie et les flux de trésorerie cumulée. La première année, les besoins en trésorerie sont importants pour payer l'entrepreneur et les consultants. Cet argent est emprunté auprès d'une banque avec un prêt de 20 millions de francs CFA. La deuxième année, le chiffre d'affaire est suffisant et permet le remboursement d'une partie du prêt. Juste avant d'avoir remboursé l'intégralité de l'emprunt bancaire, la pompe et le convertisseur doivent être remplacés. Pour faire face à cette dépense un emprunt bancaire est à nouveau contracté. A partir de 2027 et 2028, l'emprunt bancaire est soldé. En 2030, la tête de puits est renouvelée et financée sur fonds propre avec l'argent épargné.

Figure 48. Exemple de flux financiers



Références

ETUDE DE FAISABILITE « SOLAIRE » CONCERNANT LES AEV ET PEA DU BENIN, Ebo Roek, Practica Foundation, Aout 2014.

LE POMPAGE PHOTOVOLTAIQUE Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, par Jimmy Royer et al. IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA, 1998.

Photovoltaic System Engineering (Anglais), Roger Messenger et Jerry Ventre, 2004.

Solar Photovoltaic Systems Technical Training Manual, UNESCO TOOLKIT OF LEARNING AND TEACHING MATERIALS, Herbert A. Wade, 2003.

Solar Pumping Systems, Introductory and Feasibility Guide, Walt Ratterman, Jonathan Cohen and Anna Garwood, Green Empowerment, 2007.

Ce manuel a été réalisé par PRACTICA Foundation

Auteur: ir. Erik van de Giessen MSc

Co-auteurs :

Ebo Roek BSc

Gertjan Bom BSc

Stéphan Abric MSc

Robert Vuik MSc

